РЗА 2014

Организаторы:

ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»

Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы

При поддержке:

Электрификация
выставочный павильон

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СБОРНИК ДОКЛАДОВ XXII КОНФЕРЕНЦИИ

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

27-29 мая 2014

ISBN 978-5-9903581-4-0

РЗА 2014

СОДЕРЖАНИЕ

WWW.RZA-EXPO.RU

Вопросы совершенствования и направления развития систем РЗА

РЕАЛИЗАЦИЯ ТИПОВЫХ РЕШЕНИЙ В РЗА
Шапеев А.А. (ЗАО «ЧЭАЗ», WG B5 CIGRE) 9

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА «МЕРТВОЙ» ЗОНЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.
Жуков А.В., Воробьёв В.С., Расщепляев А.И., Арцишевский Я.Л., Кузин А.С., Борисов Р.К., Лебедев В.Д. (ОАО «СО ЕЭС», ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ», ООО «НПФ ЭЛНАП», ФГБОУ ВПО «ИГЭУ») 14

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ МОДЕЛИРОВАНИЯ В РАЗВИТИИ ИННОВАЦИОННЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.
Нудельман Г.С., Наволочный А.А., Онисова О.А. (ОАО «ВНИИР») 21

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИБРИДНОГО МОДЕЛИРУЮЩЕГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ.
Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О., Андреев М.В. (ФГБОУ ВПО НИ ТПУ) 27

ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЯЕМОЙ КОММУТАЦИИ И МОНИТОРИНГА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ.
Журавлев Д.М., Нудельман Г.С., Балашов С.В., Pierre Taillefer (ОАО «ВНИИР», Vizimax) 34

АНАЛИЗ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ АСУТП И РЗА ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ.
Волошин А.А., Воробьёв В.С., Селезнев М.И. (ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС») 43

ПОСТРОЕНИЕ АДАПТИВНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СОСРЕДОТОЧЕННЫХ И РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6-35 КВ.
Нагай В.И., Украинцев А.В., Сарры С.В., Нагай И.В., Носиковский А.В., Чмыхалов Г.Н. (ФГБОУ ВПО «ЮРГПУ (НПИ)») 48

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВНЫХ ЗАЩИТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6-110 КВ.
Нагай И.В., Киреев П.С., Нагай В.И., Недосеков Н.А. (ФГБОУ ВПО «ЮРГПУ (НПИ)») 55

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОДНОСИСТЕМНЫХ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНЫХ ЗАЩИТ СБОРНЫХ ШИН НАПРЯЖЕНИЕМ 6,35 И 110 КВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.
Кужеков С.Л., Дегтярев А.А., Петренко А.С., Соболев А.А. (ФГБОУ ВПО «ЮРГПУ (НПИ)») 61

АНАЛИЗ ЦИФРОВЫХ РЕАЛИЗАЦИЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ОРГАНОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ.
Куликов А.Л., Фальшина В.А., Колобанов П.А. (НГТУ) 67

ВЛИЯНИЕ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ПОСТРОЕНИЕ СХЕМ РЗА И ВЫБОР АЛГОРИТМОВ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ.
Илюшин П.В. (ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС») 74

ВЫПОЛНЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ЗАЩИТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН С ТОКОМ СРАБАТЫВАНИЯ НИЖЕ НОМИНАЛЬНОГО И АЛГОРИТМОМ БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ИСПРАВНОСТИ ТОКОВЫХ ЦЕПЕЙ.
Давыдов П.А., Казаник Р.Е. (ООО «Механотроника РА») 83

ПОВЕДЕНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ОРГАНОВ СОПРОТИВЛЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ С МАЛЫМИ ТОКАМИ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ.
Хакимзянов Э.Ф., Исаков Р.Г. (ФГБОУ ВПО «КГЭУ», КНИТУ-КАИ) 90

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ШИРОКОМ ДИАПАЗОНЕ ВХОДНЫХ ТОКОВ..
Пашковский С.Н., Вайнштейн Р.А., Юдин С.М. (ООО НПП «ЭКРА», ФГБОУ ВПО НИ ТПУ) 95

УСЛОВИЯ И ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6 – 10 КВ НА ОСНОВЕ АБСОЛЮТНОГО ЗАМЕРА ВЫСШИХ ГАРМОНИК.
Винокурова Т.Ю., Шуин В.А., Шагурина Е.С. (ФГБОУ ВПО «ИГЭУ») 100

О НЕОБХОДИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ В ЧАСТИ ЗЕМЛЯНЫХ ЗАЩИТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 6-35 КВ.
Головко С.И., Иванов С.В., Романов Ю.В. (ООО «Релейная защита», ООО «ИЦ «Бреслер») 103

КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ЗАЗЕМЛЕНИЮ НЕЙТРАЛИ И ЗАЩИТЕ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.
Булычев А.В., Козлов В.Н., Соловьев И.В. (ООО «НПП Бреслер») 106

СЕЛЕКТИВНАЯ ПЕТРОВ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6 - 35 КВ – ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ.
Иванов С.В., Белянин А.А., Лачугин В.Ф. (ООО «ИЦ «Бреслер», ОАО «ЭНИН» им. Крижановского) 111

РЕАЛИЗАЦИЯ ЗАЩИТЫ ОТ ДВОЙНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ.
Ефремов В.А., Воронов П.И., Алексенко С.А., Ластовкин В.Д. (ООО «ИЦ «Бреслер», ОАО «Магаданэнерго») 116

ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ДИСКРЕТНЫХ ВХОДОВ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗИА.
Балашов В.В. («АБС Электро») 119

ПОВЫШЕНИЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ С ОТВЕТВЛЕНИЯМИ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ К КОРОТКИМ ЗАМЫКАНИЯМ НА СТОРОНЕ НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ.
Колесов Л.М., Можжухина В.В.(ФГБОУ ВПО «ИГЭУ») 123

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОМП ДЛЯ УСКОРЕННОЙ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ НА ЛЭП.
Куликов А.Л., Обалин М.Д. (НГТУ) 128

ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ФАЗОПОВОРОТНОГО УСТРОЙСТВА 220 КВ С ТИРИСТОРНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ.
Лачугин В.Ф., Ахметов И.М., Шевелев А.В. (ОАО «ЭНИН», ООО «ИЦ «Бреслер») 135

ВОПРОСЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ IP СЕТЕЙ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ КАНАЛОВ РЗА.
Харламов В.А., Хасанов А.Х. (ЗАО «Юнител инжиниринг») 140

ПОВЫШЕНИЕ НАБЛЮДАЕМОСТИ И МОНИТОРИНГ ПОДСТАНЦИЙ С ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИМИ ЗАЩИТАМИ.
Шапеев А.А., Фролов С.Е., Матисон В.А., Тульчинский О.М., Кац М.М., Нудельман Г.С. (ЗАО «ЧЭАЗ», ООО «ПЛЦ АС», SATEC INC., ОАО «ВНИИР») 146

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ СЕМЕЙСТВА RELION ДЛЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ БЛОКА «ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР.
Лавриненко В.А. (ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы») 150

Вопросы эксплуатации устройств РЗА

СОВРЕМЕННЫЕ ГАЗОВЫЕ РЕЛЕ БУХГОЛЬЦА ДЛЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.
Соломатенко Р.В. (ООО «МР») 156

ПРИМЕНЕНИЕ ПОПЕРЕЧНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.
Подшивалин А.Н., Леонтьев О.А. (ООО «ИЦ Бреслер») 160

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ «ЭКРА-СКИ» В СИСТЕМАХ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА НА ЭНЕРГООБЪЕКТАХ РОССИИ.
Алимов Ю.Н., Быков К.В., Галкин И.А., Иванов А.Б. (ООО НПП «ЭКРА») 164

АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПРОВЕРКА ПОД НАГРУЗКОЙ - ПУТЬ К ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЗА.
Балашов В.В., Колобродов Е.Н. Быков А.А., Рыбин Д.С, Никулин А.В. (ОАО «ВНИИР») 168

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИАГНОСТИКИ СЛОЖНЫХ СИСТЕМ РЗА.
Александров Н.М. (ООО «НПП Динамика») 174

КОМПЛЕКСНОЕ ТЕСТИРОВАНИЕ СИСТЕМ РЗИА, ВКЛЮЧАЮЩИХ КАК УСТРОЙСТВА ТРАДИЦИОННОГО ТИПА, ТАК И С ПОДДЕРЖКОЙ СТАНДАРТА МЭК 61850.
Петров С.В. (ООО «НПП Динамика») 177

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РЕГИСТРАТОРОВ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПАНИИ
Глезеров С.Н., Ундольский А.А. (ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ») 181

РАЗРАБОТКА ТИПОВЫХ РЕШЕНИЙ РЗА СТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ШКАФОВ ЗАЩИТ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ.
Захаров А.Н., Доронин А.В., Щенникова А.Ю. (ООО НПП «ЭКРА») 190

О НАДЕЖНОСТИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА КАК ГАРАНТИИ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ РЗА.
Новоселов Б.Н. (ООО «Беннинг Пауэр Электроникс») 193

ПРОГРАММА ВЫБОРА НАГРУЗКИ НА ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА МЕТОДОМ «ЭКРА».
Шурупов А.А., Малый А.П., Нагай В.И., Рыбалкин А.Д. (ООО НПП «ЭКРА», ЮРГПУ (НПИ)) 200

УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ В СХЕМАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА.
Шапеев А.А., Фролов С.Е. (ЗАО «ЧЭАЗ») 204

РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ПО ВЫБОРУ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА ЛЭП 110-750 КВ СЕРИИ SIPROTEC.
Вдовин С.А., Шалимов А.С. (ООО «НПП «Селект») 208

СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ СЕТЕЙ ПОСТОЯННОГО И ПЕРЕМЕННОГО ТОКА.
Дордий А.С., Хрипков А.П., Шуляк В.Г. (ООО «НИИ энерготехнологий», НИИ энергетики ЮРГПУ (НПИ)) 211

ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НАЛАДКИ И ОБСЛУЖИВАНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ СИСТЕМ РЗА.
Шеметов А.С. (ЗАО «Юнител Инжиниринг») 215

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАРМА РМ3.
Сулимов Д.В. (ООО «ПАРМА») 217

ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ РЗА ООО «РЗА СИСТЕМЗ» В ЕЭС РОССИИ.
Богатырев А.Ю. (ООО «РЗА СИСТЕМЗ») 220

Современные тенденции развития систем противоаварийного и режимного управления

О НЕКОТОРЫХ ПОДХОДАХ К ПОСТРОЕНИЮ СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ
Воропай Н.И., Ядыкин И.Б. (ИПУ РАН) 223

ТОПОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕССОР В СИСТЕМЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАСУ
ЖУКОВ А.В., ЯДЫКИН И.Б., Дорофеев В.В., Бахтадзе Н.Н. (ОИВТ РАН, ИПУ РАН) 228

ПРОГНОЗИРУЮЩИЕ МОДЕЛИ В СИСТЕМАХ МУЛЬТИ-МОДАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ
Бахтадзе Н.Н. (ОАО «СО ЕЭС», ИПУ РАН) 238

МУЛЬТИАГЕНТНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ.
Архипов И.Л., Новицкий Д.А., Иванов А.М., Сорокин Д.В., Холкин Д.В. (ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС») 243

ОПЫТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЦСПА ОЭС ВОСТОКА.
Кац П.Я., Демидов С.И., Николаев А.В., Эдлин М.А. (ОАО «НТЦ ЕЭС») 253

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ МУЛЬТИАГЕНТНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ЗАДАЧ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ.
Волошин А.А., Жуков А.В. (ФБГОУ ВПО «НИУ МЭИ», ОАО «СО ЕЭС») 256

АВТОМАТИКА ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ.
Аптекарь Д.И., Фишов А.Г., Шиллер М.А. (ЗАО ИЭЭ, НГТУ) 264

ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПЕРЕХОДА К ПОСЛЕАВАРИЙНОМУ РЕЖИМУ С НОРМИРОВАННЫМ ЗАПАСОМ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ В КОНТУРЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ.
Лизалек Н.Н., Вторушин А.С., Бородин Д.Н., Аржанников С.Г.(ЗАО «ИАЭС») 271

СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ДВИЖЕНИЙ СИНХРОННЫХ МАШИН В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ.
Лизалек Н.Н., Бородин Д.Н. (ЗАО «ИАЭС») 276

ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ОТКАЗОУСТОЙЧИВОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ.
Ландман А.К., Петров А.Э., Сакаев О.О., Петрушков М.В., Субботин-Чукальский А.В. (ЗАО «ИАЭС») 279

ВЫБОР УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ УСТРОЙСТВ АОПО В ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ИЛИ ЕЁ ЧАСТИ.
Андранович Б., Курилкин А.И., Лисицын А.А., Сорокин Е.В. (ОАО «НТЦ ЕЭС») 286

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ И ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕГРЕВА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА.
Зайцев Е.С., Лебедев В.Д. (ФГБОУ ВПО «ИГЭУ») 292

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ КОЛА-КАРЕЛЬСКОГО ТРАНЗИТА - «СМЗУ 2.0».
Жуков А.В., Неуймин В.Г ., Демидов С.И., Александров А.С., Максименко Д.М., Роева О.Д. (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «НТЦ ЕЭС») 299

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПИЛОТНОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СИСТЕМНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ.
Жуков А.В., Негреев А.П., Герасимов А.С., Есипович А.Х., Шескин Е.Б., Штефка Й. (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «НТЦ ЕЭС») 306

ОСОБЕННОСТИ ПРИВЛЕЧЕНИЯ К АВТОМАТИЧЕСКОМУ ВТОРИЧНОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ ЧАСТОТЫ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС В ПАВОДКОВЫЙ ПЕРИОД.
Жуков А.В., Сацук Е.И., Сафронов А.Н. (ОАО «СО ЕЭС») 313

ДЕЛИТЕЛЬНАЯ АВТОМАТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ: ОСОБЕННОСТИ, ТРЕБОВАНИЯ.
Нудельман Г.С., Наволочный А.А., Онисова О.А. (ОАО «ВНИИР») 319

УПРАВЛЯЮЩИЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЕЭС РОССИИ: УНИВЕРСАЛЬНОСТЬ, ГИБКОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ.
Зубаирова И.И., Машанский А.М., Демидов А.А. (ОАО «НТЦ ЕЭС»). 323

РАЗРАБОТКА ГРУППОВОГО РЕГУЛЯТОРА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ТЭС.
Глазырин Г.В., Шаюк С.М., Присекин А.И. (ЗАО «ИАЭС») 331

ДАННЫЕ АСКУЭ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ВЫЧИСЛЕНИЯ МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОГО ПЕРЕТОКА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ.
Глазунова А.М., Аксаева А.С. (ИСЭМ СО РАН) 338

ВЫБОР ОПТИМИЗАЦИОННОГО МЕТОДА ДЛЯ ЗАДАЧИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С УЧЕТОМ НАПОРА НЕТТО.
Глазырин Г.В., Твердохлебов Н.Н. (ЗАО «ИАЭС») 345

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА RTDS ДЛЯ АНАЛИЗА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ.
Арцишевский Я.Л., Климова Т.Г., Жуков А.В., Сацук Е.И., Расщепляев А.И.(ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ», ОАО «СО ЕЭС») 350

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛЭП ПО ИХ КОНСТРУКТИВНЫМ ПАРАМЕТРАМ В ПК «RASTRWIN3».
Александров А.С., Богданов С.С. (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «НТЦ ЕЭС») 357

РАННЕЕ ВЫЯВЛЕНИЕ ПРЕДАВАРИЙНЫХ СОСТОЯНИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ НА БАЗЕ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ.
Курбацкий В.Г., Томин Н.В., Воропай Н.И., Панасецкий Д.А. (ИСЭМ СО РАН) 360

ЭКСПЕРТНАЯ СИСТЕМА И ТРЕНАЖЕР АНАЛИЗА НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.
Анашкин С.В., Каковский С.К., Карташов С.В., Любарский Ю.Я., Мирошкин А.Г. (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС») 366

ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ ПАУ В ОЭС СИБИРИ НА ПРИМЕРЕ ЛАПНУ ПС 1150 КВ ИТАТСКАЯ, ЛАПНУ БОГУЧАНСКОЙ ГЭС, ЛАПНУ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС, ЛАПНУ ХАРАНОРСКОЙ ГРЭС.
Ландман А.К., Попов Г.П., Данилов М.В., Маковцев В.А. (ЗАО «ИАЭС») 373

Вопросы проектирования и построения цифровых подстанций
Кибербезопасность

ПОЛИГОН ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ПО МЭК 61850, КАК ОСНОВА ИЗУЧЕНИЯ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И ЗАЩИТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ.
Гусев Ю.П., Поляков А.М., Трофимов А.В. (ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ») 379

ГАРМОНИЗАЦИЯ СТАНДАРТОВ МЭК 61850 И МЭК 61970.
Горелик Т.Г., Кабанов П.В., Кириенко О.В.(ОАО «НТЦ ЕЭС») 384

ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ СТЕНД УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ, РАБОТАЮЩИХ ПО СТАНДАРТУ МЭК 61850.
Горелик Т.Г., Кабанов П.В., Кириенко О.В. (ОАО «НТЦ ЕЭС») 388

ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА И КОЛИЧЕСТВА ПОДСИСТЕМ В РАМКАХ СОЗДАНИЯ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ. ОБЪЕДИНЕНИЕ PAC, PMU И ФУНКЦИЙ ВОЛНОВОГО ОМП В ОДНОМ УСТРОЙСТВЕ.
Чулков А.А. (ЗАО «Альстом Грид») 391

МОНИТОРИНГ СОПТ И ЩСН ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ.
Волков И.В., Иванов А.Б., Скворцов П.В., Шаварин Н.И. (ООО НПП «ЭКРА») 395

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ КОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ», ПОСТРОЕННОЙ НА ЦИФРОВЫХ КОММУТАТОРАХ РАЗЛИЧНЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ.
Вазюлин М.В., Попов С.Г. (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»), Кузьмин А.А., Перегудов С.А. (ЗАО «ИТЦ Континуум»), Сердцев А.А. (ООО «Пролайн») 400

ОПТИМИЗАЦИЯ АРХИТЕКТУРЫ ШИНЫ ПРОЦЕССА СИСТЕМ ЗАЩИТЫ И УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.
K.P. Brand, P. Kreutzer, T. Werner (ABB) 407

МЭК 61850: АДАПТАЦИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ.
Варганов П.Г., Паршиков Н.В. (ЗАО «ЧЭАЗ») 414

КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ. УГРОЗЫ И ВОЗМОЖНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ.
Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. (ИСЭМ СО РАН) 417

КИБЕРУГРОЗЫ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ СОВРЕМЕННОЙ ПОДСТАНЦИИ.
Никандров М.В., Брагута М.В. (ЗАО «ЧЭАЗ», ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС») 424

О ЗАЩИТЕ СИСТЕМ СИНХРОНИЗАЦИИ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ СИГНАЛЫ ГЛОНАСС/ GPS, ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ПОМЕХ.
Оганесян А.А., Нудельман Г.С. (ОАО «ВНИИР-Прогресс», ОАО «ВНИИР») 427

МОДЕЛИ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ.
Помыслов В.Г., Жарко Е.Ф. (ИПУ РАН) 432

ИНФОРМАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АСУ ТП ПОДСТАНЦИЙ.
Фомина Т.Ю. (ОАО «Институт Энергосетьпроект») 438

СИСТЕМА ЗАЩИТЫ И УПРАВЛЕНИЯ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ НА БАЗЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА. ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ.
Чаркин А.В., Дорофеев И.Н. (ООО «ЛИСИС») 446

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ И ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ WAMS, WACS И WAPS

РАЗВИТИЕ ЗАДАЧ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ В ЕЭС РОССИИ НА БАЗЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ.
Жуков А.В., Дубинин Д.М., Опалев О.Л., Уткин Д.Н. (ОАО «СО ЕЭС») 452

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ИДЕНТИФИКАЦИИ И МОНИТОРИНГА НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ ПО ДАННЫМ СМПР.
Жуков А.В., Дубинин Д.М., Опалев О.Л., Уткин Д.Н., (ОАО «СО ЕЭС») 463

ТРЕБОВАНИЯ ПО КАЧЕСТВУ ОБРАБОТКИ СИГНАЛОВ ДЛЯ PMU РАЗЛИЧНЫХ ОБЛАСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ.
Мокеев А.В. (ЗАО «ИЦ «Энергосервис») 469

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СМПР В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ.
Небера А.А., Шубин Н.Г. (ЗАО «РТСофт») 475

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС PHASORPOINT: НОВЫЕ АСПЕКТЫ МЕЖДУНАРОДНОГО ОПЫТА И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ В РОССИИ.
Небера А.А., Казаков П.Н. (ЗАО «РТСофт») 481

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ВИЗУАЛИЗАЦИИ ПОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПО ДАННЫМ СМПР.
Гайдамакин Ф.Н., Кисловский А.А. (ООО «АльтероПауэр») 486

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ СЕРТИФИКАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ И ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ PMU НА RTDS.
Жуков А.В., Дубинин Д.М., Расщепляев А.И., Климова Т.Г.
(ОАО «СО ЕЭС», ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ») 494

ТИПОВОЕ ПРОЕКТНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАС И СМПР ДЛЯ ОБЪЕКТА ГЕНЕРАЦИИ НА ОСНОВЕ ПАРМА РП 4.11
Сулимов Д.В. (ООО «Парма») 501

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ВНЕДРЕНИИ ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ СМПР НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.
Молвинских М.Ю. (ООО «Прософт-Системы») 507

ПРИНЦИПЫ И ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМ WAMPAC ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ КЛАСТЕРОВ ОЭС ВОСТОКА.
Тельгаев И.А. (ЗАО «Новинтех») 510

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К РЕГИСТРАТОРАМ СМПР/УВИ/PMU.
Покидышев А.Н. (ООО «Парма») 514

УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ С ПОДДЕРЖКОЙ СТАНДАРТОВ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ.
Бовыкин В.Н., Миклашевич А.В., Мокеев А.В., Ульянов Д.Н. (ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис", Северный (Арктический) федеральный университет) 520

ОБНАРУЖЕНИЕ СИСТЕМАТИЧЕСКОЙ ОШИБКИ В ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ МЕТОДАМИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ПО ДАННЫМ PMU.
Колосок И.Н., Коркина Е.С. (ИСЭМ СО РАН) 526

ДИАГНОСТИКА И ПОДГОТОВКА ИЗМЕРЕНИЙ АС СИ СМПР ДЛЯ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА НЧК В ЭЭС.
Кисловский А.А., Коваленко П.Ю., Теплоухов Р.П.(ООО «АльтероПауэр», УрФУ) 531

СЕКЦИЯ ПОСТЕРОВ

ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ СИСТЕМА АРЧМ КОЛЬСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.
Демидов А.А., Машанский А. М., Зубаирова И. И.(филиал ОАО «НТЦ ЕЭС») 537

ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ АЛГОРИТМОВ УСТРОЙСТВ ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕРЕГРУЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОВОЙ МОДЕЛИ ЗАЩИЩАЕМОГО ЭЛЕМЕНТА.
Глазырин В.Е., Яворский В.П. (ЗАО «ИАЭС») 543

О ВЫБОРЕ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ПРОВЕРКИ ДИСТАНЦИОННОГО АЛАР.
Глазырин В.Е., Танфильев О.В. (ЗАО «ИАЭС») 547

СТРУКТУРА АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ САОН. НАЗНАЧЕНИЕ, ВАРИАНТЫ ОРГАНИЗАЦИИ.
Данилов М.В., Петров А.Э., Чумаков В.А. (ЗАО «ИАЭС») 552

ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ И ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ АЛГОРИТМА ВЫБОРА ОЧЕРЕДНОСТИ ОТКЛЮЧАЕМОЙ ГЕНЕРАЦИИ И НАГРУЗКИ.
Федосов А.Н., Петрушков М.В., Ташлыков Д.С., Чумаков В.А. (ЗАО «ИАЭС») 556

СТРУКТУРИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЦЕПОЧКИ ВЫБОРА УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМАХ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ В ЦСПА ОЭС СИБИРИ.
Вторушин А.С., Аржанников С.Г., Захаркин О.В. (ЗАО «ИАЭС») 561

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАРМА УАЧР12.
Клюкин М.Е. (ООО «ПАРМА») 566

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СЕРИИ «IED-EP+» ДЛЯ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ.
Клюкин М.Е. (ООО «ПАРМА») 568

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ РЗА: ОСОБЕННОСТИ ХАРАКТЕРИСТИК, ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ, ПОДХОДОВ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ВНЕДРЕНИЮ.
Богатырев А.Ю. (ООО «РЗА СИСТЕМЗ») 571

МАЛОГАБАРИТНЫЕ УСТАНОВКИ СЕРИИ МИКРОН ДЛЯ ПРОГРУЗКИ УСТРОЙСТВ РЗА.
Аржанников А.В. (ООО «НПП «ЭнергоЭлектроника») 573

РЕАЛИЗАЦИЯ ЗАЩИТЫ ОТ ДУГОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ В СОСТАВЕ ЦИФРОВЫХ УСТРОЙСТВ РЗА.
Иванов Н.А., Архипов Е.В. (ЗАО «ЧЭАЗ») 574

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СЕТЕЙ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ.
Савельев С.Г., Павлов А. (ЗАО «РТСофт», ООО «НПП Бреслер») 578

ИНЖЕНЕРНОЕ ПО КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РЗА.
Макаров А.В. (ООО «ИЦ «Бреслер») 583

ПОРТАТИВНЫЙ АНАЛИЗАТОР ПАРАМЕТРОВ ПЕРЕДАЧИ GOOSE-СООБЩЕНИЙ И SV-ПОТОКОВ.
Широков М.В. (ООО «Аналитик-ТС») *585*

НОВЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ШКАФОВ УПРАВЛЕНИЯ УСТРОЙСТВАМИ РЗА.
Балетинских А.А., Шаклеин Д.В. (ООО «УРАЛЭНЕРГОСЕРВИС») 588

ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕМЕЖАЮЩИХСЯ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ.
Петров И.М. (ООО «АББ») 529

УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ АККУМУЛЯТОРОВ ДЛЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ.
Шуляк В.Г., Дордий А.С., Балашевич В.М., Цыбулько С.В., Шуляк С.В. (ООО «НИИ энерготехнологий», НИИ энергетики ЮРГПУ (НПИ)) 594

ПЕРЕНОСНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ДИСТАНЦИОННОГО ВЫЯВЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕННЫХ ИЗОЛЯТОРОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 6-35 КВ.
Пирожник А.А., Дереча С.В. (ООО «НИИ энерготехнологий», НИИ энергетики ЮРГПУ (НПИ)) 597

РАЗНОСТНАЯ АЛГОРИТМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФИДЕРА 6 - 35 КВ.
Белянин А.А. (ООО «ИЦ «Бреслер») 601

КРАТНОЕ СНИЖЕНИЕ ПИКА БРОСКА ТОКА НАМАГНИЧИВАНИЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПУТЕМ СВЕДЕНИЯ К НУЛЮ ОСТАТОЧНОЙ ИНДУКЦИИ В ЕГО МАГНИТОПРОВОДЕ.
Мамалимов Д.О. (КНИТУ-КАИ) 604

СИСТЕМА ПЕРЕДАЧИ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ СПА-РВ. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ В МЭС УРАЛА.
Чернов В. И., Рябцев Е. А. (ООО «Свей») 610

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ СРЕДСТВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ. САПР E3.SERIES ДЛЯ ПРОЕКТНЫХ И КОНСТРУКТОРСКИХ РАБОТ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ.
Спиридонов А.В. (ЗАО «Компания ПОИНТ») 617

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ВЧ КАНАЛОВ РЗА НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННОЙ АППАРАТУРЫ
Чирков А.Г. (ООО «Прософт-Системы») 622

БМРЗ-15.
Пирогов М.Г. (ООО «НТЦ Механотроника») 624

ОСТРОВ РУССКИЙ - ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИМИКРОЭНЕРГОСИСТЕМ.
Горте О. И., Кирьянова Н.Г., Хмелик М.С., Шипилов В.К., Остапенко А.И., Гробовой А.А. (НГТУ) 627

АЛГОРИТМ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ ПО СКОРОСТИ ЧАСТОТЫ И ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ЧАСТОТНОЙ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ.
Кислюков В.А. (ОАО «Дальэнергосетьпроект») 633

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ И РЕАЛИЗАЦИЯ АВТОМАТИКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТКЛЮЧАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТЬЮ.
Кислюков В.А. (ОАО «Дальэнергосетьпроект») 638

АДАПТИВНАЯ АВТОМАТИКА ОПЕРАТИВНОЙ БЛОКИРОВКИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗЪЕДИНИТЕЛЯМИ И ЗАЗЕМЛЯЮЩИМИ НОЖАМИ.
Тазин В.О., Волошин А.А., Максимов Б.К. (ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ») 644

РЕАЛИЗАЦИЯ ТИПОВЫХ РЕШЕНИЙ В РЗА

Шапеев А.А., ЗАО «ЧЭАЗ», WG B5 CIGRE

Широкое применение микропроцессорных устройств (МП) релейной защиты и автоматики (РЗА) в энергосистемах стало причиной появления новых разработчиков и производителей устройств РЗА. Так наряду с крупными производителями оборудования для электроэнергетики, представленными на отечественном и зарубежном рынке, появились относительно небольшие предприятия разработчики-производители МП техники. В настоящее время по различным оценкам на объектах электроэнергетики представлено не менее 17 производителей МП устройств РЗА, управления и связи для нужд электроэнергетики [1]. Появление большого количества производителей и разработчиков МП устройств РЗА, а также практически неограниченные возможности МП технологий для реализации функций релейной защиты и управления привели к разнообразию выполнения технических решений. С одной стороны, это приводит к усилению конкурентной борьбы между производителями и в конечном итоге к улучшению характеристик и качества технических решений в области релейной защиты и управления. С другой стороны, разнообразие технических решений, подходов, гибкость параметрирования и конфигурирования МП устройств РЗА ставит новые задачи и вопросы перед персоналом эксплуатирующих и проектных организаций [1, 3].

Очевидным решением вопросов, возникающих в результате появления многообразия технических решений в МП устройствах РЗА, является разработка типизированных, общедоступных технических решений для всех классов напряжений на базе применяемых в энергосистемах МП устройствах РЗА. Предполагается, что такие технические решения могут быть разработаны ведущими проектными организациями совместно с разработчиками-производителями устройств МП РЗА на основе четко-сформулированных требований эксплуатационных организаций [4]. Необходимо отметить, что решением аналогичных вопросов заняты зарубежные специалисты в области РЗА. В Международном Совете по большим электрическим системам высокого напряжения – СИГРЭ (Conseil International des Grands Réseaux Électriques – CIGRE) в 2009 г. была создана рабочая группа B5.27 Результаты и преимущества использования типовых схем релейной защиты и управления (WG B5.27 Implications and Benefits of Standardised Protection and Control Schemes), которая всесторонне рассмотрела вопросы типизации решений по РЗА в свете широкого внедрения МП устройств РЗА с различной идеологией построения. В работе группы приняли участие 20 специалистов по РЗА из различных стран мира, в том числе и из Российской Федерации [2]. По результатам работы группы в ближайшее время будет выпущен официальный отчет на английском языке, который можно будет получить в комитете СИГРЭ.

Участники рабочей группы провели всестороннее рассмотрение процесса стандартизации решений по РЗА. Разработанный документ включает следующие основные главы:

1) Введение.

2) Определения.

3) Предпосылки и преимущества применения типизированных решений.

4) Процесс стандартизации/типизации технических решений.

5) Вопросы использования типизированных решений.

6) Обзор аналитического опроса.

7) Примеры выполнения типизированных решений.

На первом этапе работы был проведен опрос специалистов из различных областей (проектирование, эксплуатация, разработка, производство, системный инжиниринг, наладка, сервисное обслуживание, специалисты по продажам и т.д.) с целью обобщения накопленного опыта и прояснения принципиальных вопросов:

- философия типизации (подходы);
- движущие силы при выборе подхода типизации;
- движущие силы для применения типизированных решений;
- преимущества на краткосрочную перспективу применения типизированных решений;
- жизненный цикл типизированного решения;
- стоимость полного жизненного цикла типизированного решения;
- барьеры для применения типизированных решений;
- инструменты, которые могут поддерживать разработку и применения типизированных решений.

Анализ полученной информации выявил следующие движущие силы типизации решений: устаревание устройств и старение инфраструктуры, постоянное увеличение количества параметров конфигурирования и параметрирования, повышение требований в части качества реализации технических решений, разнообразие интерфейсов, недостаток квалифицированного персонала, смена технологий, появление распределенной генерации, дерегулирование рынков. Следует отметить, что принимались во внимание факторы, имеющие место в различных странах. Также были выявлены преимущества применения типизированных схем:

1) Сокращение времени.

2) Достижение высокого качества + сокращение рисков.

3) Снижение стоимости.

4) Получение постоянства.

5) Улучшение управления активами.

6) Развитие навыков и управление образованием.

7) Возможность выполнения работ по разработке, обслуживанию и ввода в эксплуатацию субподрядной организацией (3-ей стороной).

Каждое преимущество рассматривалось детально с точки зрения не только конечного потребителя типизированных решений (эксплуатирующая организация), но и всеми вовлеченными в процесс создания комплексов РЗА сторонами – производители и разработчики техники, проектные организации, наладочные и обслуживающие специализированные компании, поставщики оборудования и системные интеграторы.

Процесс стандартизации имеет следующие стадии: разработка шаблона, определение решения, применение решения, подтверждение. В отличие от российской практики РЗА типизированные решения за рубежом имеют несколько уровней. Так, по моему мнению, в понимании российских специалистов, в большинстве случаев, под типизированным или типовым решением понимается конкретное типоисполнение того или иного МП устройства РЗА или шкафа/панели. Т.е., производитель устройств РЗА предлагает конкретные серийно-выпускаемые изделия для выполнения защиты энергообъектов различных классов напряжения и значения, а заказчик лишь определят спецификацию (номинальные параметры) изделия. Например, ШЭ2607, ШЭ1110 (ЭКРА), ШЛ2604, ШТ2108 (ИЦ БРЕСЛЕР), ШЭРА-ЛВ110, ШЭРА-С110 (РАДИУС АВТОМАТИКА), ШМЗЛ-01, ПМЗЛ-02 (ЧЭАЗ) и т.п. Это соответствует стадии Применение по классификации рабочей группы B5.27. За рубежом типизированные решения предполагается использовать на разных стадиях: выбор состава защит (шаблон), выбор схемы подключения и размещения (определение), выбор типа устройства и исполнения (применение), выбор уставок и схемы логики (подтверждение). Для типовых однолинейных схем энергообъектов в первую очередь разрабатывается Шаблон типового решения с выделением зон защиты и перечня защит. При этом перечень защит, как правило, определяется на схеме шаблона с использованием стандартизованных обозначений (коды ANSI, либо логические узлы МЭК 61850). На этапе Определения выделяются комплекты защит (основной комплект, резервный комплект и т.д.) и их распределение по цепям трансформаторов тока и напряжения с учетом дополнительных требований. Это может выступать аналогом схемы распределения защит по цепям трансформаторов тока и напряжения, разрабатываемой в проектной документации по отечественной практике. Отличие у зарубежных коллег в том, что дополнительно определяются физические устройства (терминалы или интеллектуальные электронные устройства - ИЭУ), включающие необходимые функции защит по этапу Шаблон, но без указания конкретных производителей. На этапе Применение вносятся

дополнительные требования – указание возможности или невозможности применения ИЭУ различных производителей, количества наборов уставок, взаимосвязи ИЭУ. На этапе Утверждение определяются типы ИЭУ, файлы параметрирования и конфигурирования. Фактически, этап Утверждение соответствует стадии разработки рабочей документации отечественной практики, но при этом особое внимание уделено типизации конфигурации и параметрирования ИЭУ. Типизированные схемы конфигурации (внутренней логики) и файлы параметрирования можно рассматривать в качестве типизированного задания на параметрирование. При этом зарубежные коллеги используют типизированные файлы уставок для используемых ИЭУ, которые загружаются в память терминалов. Поскольку современные МП устройства РЗА имеют значительный перечень задаваемых параметров, которые не всегда могут быть в полном объеме определены расчетом, отмечена важность наличия параметров «по умолчанию», предоставляемых большинством ведущих производителей.

Преимущества применения типизированных решений в первую очередь оценивались сравнением трудозатрат на всех этапах реализации проектов по РЗА для типовых и нетиповых решений. Рассматривались все этапы проектов, начиная от предпроектных исследований, выбора оборудования и заканчивая наладочными работами, обучением персонала. Реализация проектов по РЗА объектов генерации с использованием типовых решений в среднем требует в полтора раза меньше трудозатрат по сравнению с нетиповыми решениями, а для электросетевых объектов высокого и сверхвысокого напряжения – более чем в два раза.

Таким образом, применение типовых решений по РЗА на различных этапах реализации проектов в значительной степени сокращает трудозатраты на выполнение инжиниринговых работ. Следует отметить, что выигрыш по времени получают не только предприятия, осуществляющие эксплуатацию оборудования РЗА, но также и другие организации, участвующие в создании систем РЗА: разработчики/производители, поставщики и системные интеграторы, наладочные организации, консалтинговые компании. Поскольку в отечественных энергосистемах внедряется оборудование МП РЗА многочисленного перечня производителей, задача типизации решений является актуальной. Отчет, подготовленный рабочей группой B5.27 СИГРЭ, показал, что наиболее эффективно типизацию выполнять на всех этапах реализации проектов по РЗА, а инициаторами типизации выступают не только производители/разработчики МП устройств РЗА, но эксплуатационные организации.

Список литературы:

[1] А.В. Жуков. Перспективы развития системы РЗА в ЕЭС России. // 4-ая Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, 2013 г. http://cigre.ru/activity/conference/relayprotect4/

[2] Г.С. Нудельман. Роль ИК B5 СИГРЭ для развития системы релейной защиты и автоматики в России. // 4-ая Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, 2013 г. http://cigre.ru/activity/conference/relayprotect4/

[3] Илюшин П.В. Проблемные вопросы при проектировании и эксплуатации микропроцессорных устройств РЗА и ПА. Перспективные направления развития. Международная специализированная выставка Электрические сети России и Научно-практическая конференция "Релейная защита и автоматизация энергосистем - новые решения и технологии", Москва, 2013 г. http://expoelectroseti.ru/

[4] М.В. Шевцов. Типизация технических решений по РЗА // Релейщик. 03/ноябрь / 2012 г.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА «МЕРТВОЙ» ЗОНЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Жуков А.В., Воробьёв В.С., Расщепляев А.И., Арцишевский Я.Л.,
Кузин А.С., Борисов Р.К., Лебедев В.Д.
ОАО «СО ЕЭС», ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ»,
ООО «НПФ ЭЛНАП»,ФГБОУ ВПО «ИГЭУ»

1. ВЕДЕНИЕ В ВОПРОС

Наличие «мертвых» зон (МЗ) в распределительных устройствах (РУ) объектов электроэнергетики обусловлено разнесением мест установки выключателей и трансформаторов тока. При возникновении КЗ в МЗ основная защита действует на отключение смежного неповрежденного элемента (находящегося от МЗ за выключателем, см. рис. 1), однако КЗ не ликвидируется. Единственным техническим решением, реализованным на объектах электроэнергетики и позволяющим ликвидировать КЗ в МЗ, является УРОВ. Такой алгоритм отключения КЗ в МЗ характеризуется следующими недостатками:

1. Замедление в ликвидации КЗ на РУ объекта электроэнергетики, обусловленное последовательным, двухтактным, каскадным действием релейной защиты. РЗ и потом УРОВ по факту «мнимого» отказа выключателя с прилегающей МЗ, и двух групп выключателей в каждом такте отключения с возможным реальным отказом выключателей в каждом такте.При такой длительности нормативного возмущения нарушается динамическая устойчивость генераторов электростанций даже с учётом возможности применения противоаварийной автоматики.

2. Реализация допущенного неселективного отключения элемента (ВЛ, автотрансформатора, блока или участка шин) на первом такте двухтактного каскадного отключения КЗ в МЗ в условиях абсолютной правильности и безотказности действия РЗА и выключателей на объекте электроэнергетики снижает надежность и устойчивость работы энергоблоков.

Пример. На рис. 1 изображен фрагмент «полуторной» схемы открытого распределительного устройства (ОРУ).

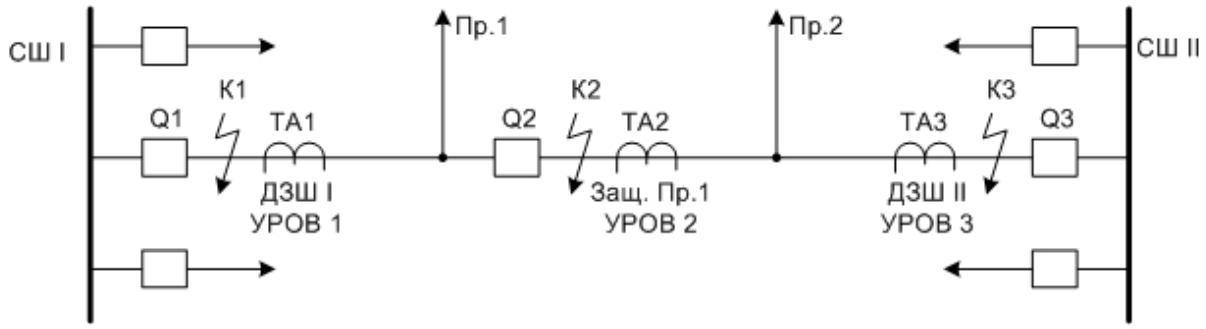


Рис.1.

Схема ОРУ

При КЗ в точке К1 сработает ДЗШ1 СШ I. Далее, так как подпитка места КЗ будет происходить со стороны присоединения 1 (Пр.1), защита воспримет сложившуюся ситуацию как отказ выключателя Q1, который будет отключен действием УРОВ на Пр.1: произойдет отключение Q2 и обратного конца элемента Пр.1, если такая возможность присутствует (ЛЭП, АТ и др.). Если принять во внимание реальной возможности отказа какого-либо из выключателей Пр.1, например, Q2, то расчетное время отключения tоткл. такого КЗ составляет (упрощенно):

$$t_{\text{откл.}} = t_{\text{ДЗШ1}} + t_{\text{откл. Q1}} + t_{\text{УРОВ Q1}} + t_{\text{УРОВ Q2}} + t_{\text{откл. Q2}} \qquad (1),$$

где $t_{ДЗШ1}$ – время срабатывания ДЗШ I секции шин, $t_{откл.Q1}$ – время отключения выключателя Q1, $t_{УРОВ}$ Q1 – время работы УРОВ выключателя Q1, $t_{УРОВ}$ Q2 – время работы УРОВ выключателя Q2, $t_{откл.Q2}$ – время отключения выключателя Q2.

Как видно, расчетное время отключения КЗ в МЗ в данном примере может составлять не менее 0,4÷0,6 с, даже учитывая времена срабатывания современных устройств РЗ и УРОВ повышенного быстродействия, а также время отключения современных выключателей. Такие длительные КЗ могут вызывать нарушение динамической устойчивости энергосистемы. В условиях стремительного развития энергосистемы и увеличения мощностей генерации в ней, способ уменьшения времени ликвидации КЗ в МЗ только за счет ускорения действия УРОВ является малоперспективным вариантом ввиду его ограниченности по принципу действия.

2. РЕАЛИЗАЦИЯ УСТРОЙСТВА РЗМЗ

Для ускорения ликвидации КЗ в МЗ объектов электроэнергетики с целью обеспечения динамической устойчивости был проработан вопрос создания специализированной релейной защиты при КЗ в МЗ (РЗМЗ) с абсолютной селективностью. Были рассмотрены различные варианты технической реализации РЗМЗ, в том числе, основанные на нетрадиционных и нетипичных для энергетики технических решениях.

В результате анализа различных параметров, таких как быстродействие, надежность, технико-экономические показатели и т.п., был определен наиболее подходящий для реализации вариант РЗМЗ. Таким вариантом явилась система новых низковольтных преобразователей тока по концам «мертвой» зоны, установленных под потенциалом высоковольтного провода. Весь комплекс состоит из достаточно простых технических средств продольной дифференциальной защиты на каждой фазе МЗ. В простейшем случае при внутреннем КЗ дифференциальное реле передает только команду на отключение по радиоканалу. В качестве источника оперативного тока для питания оборудования, находящегося под потенциалом провода, используется отбор мощности от первичной сети. Из различных вариантов реализации преобразователей тока (магнитотранзисторный датчик, пояс Роговского, датчик с магнитодиэлектрическим сердечником, датчик с сердечником из линейного феррита) был выбран пояс Роговского.

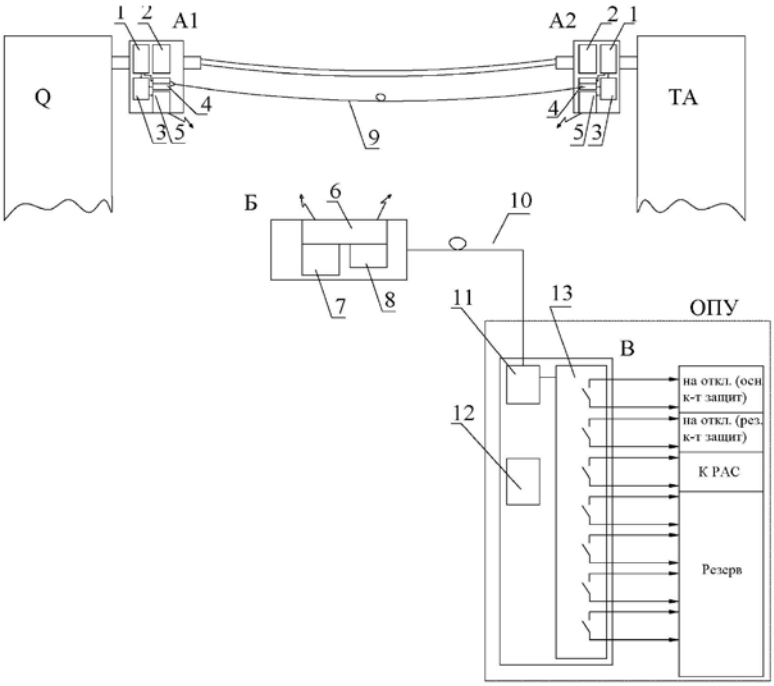


Рис.2.Структурная схема РЗМЗ

На рис. 2 показана упрощенная структурная схема РЗМЗ в однофазном исполнении, где:

Q – выключатель;

TA – трансформатор тока;

A1, A2 – передающие модули (ПМ):

1 – измерительный блок (ИБ);

2 – блок питания (БП);

3 – блок сравнения и логики принятия решения (БС);

4 – модем ВОЛС;

5 – радиопередатчик;

Б – модуль переприема:

6 – радиоприемник;

7 – блок питания;

8 – блок электронно-оптического преобразователя;

9, 10 – ВОЛС;

В – модуль распределения команд:

11 – блок оптоэлектронного преобразователя;

12 – блок питания;

13 – реле-размножитель контактов

Далее описан упрощенный поэтапный алгоритм действия устройства РЗМЗ при КЗ в «мертвой» зоне:

«Мертвая» зона образована участком ошиновки на ОРУ между трансформатором тока TA и выключателем Q. Передающие модули A1 и A2 установлены на Q и TA соответственно. Каждый передающий модуль содержит измерительный блок (1), в котором определяются параметры мгновенных значений тока «своего» передающего модуля. Между модулями A1 и A2 идет обмен информацией о фазе протекающего тока посредством ВОЛС (9). В каждом полукомплекте происходит сравнение фаз токов по принципам сравнения в ДФЗ. В случае фиксации несовпадения полярностей токов в течение времени более 2 мс (расхождение фаз более чем на 36°) формируется

сигнал «КЗ в МЗ». И, в случае превышения уставки по току, происходит передача сигнала «КЗ в МЗ» по радиоканалу на модуль переприема Б.

Команда «КЗ в МЗ» формируется по типу «сухой контакт» замыканием контакта выходного реле (13) в модуле распределения команд В. В зависимости от выбора варианта интеграции РЗМЗ в комплекс РЗА, команда «КЗ в МЗ» подается на дискретные входы «отключение от внешнего сигнала» терминалов защит элемента, к которому физически относится ошиновка «мертвой» зоны. Также отключение может быть обеспеченно действием непосредственно в цепи отключения соответствующих выключателей.

3. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ РЗМЗ С КОМПЛЕКСОМ РЗА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Одним из принципиальных вопросов, касающихся работы РЗМЗ, является вопрос интеграции РЗМЗ в комплекс РЗА объекта электроэнергетики. Предлагаются три варианта:

- Работа РЗМЗ в качестве ведомой вспомогательной функции для комплекса РЗА;
- Независимая от комплекса РЗА работа РЗМЗ;
- Работа РЗМЗ с блокированием выходных воздействий на отключение защит неповрежденного элемента.

Все вышеперечисленные варианты имеют свои особенности, достоинства и недостатки. Также, в зависимости от выбранного варианта, может меняться состав оборудования РЗМЗ и даже сама структура.

3.1.Работа РЗМЗ в качестве ведомой вспомогательной функции для комплекса РЗА

В случае реализации этого варианта отсутствует необходимость контролировать наличие или отсутствие аварийного тока в полукомплектах РЗМЗ, установленных на высоковольтном потенциале. Достаточно контролировать совпадение/несовпадение фаз токов, протекающих в двух полукомплектах. Несовпадение полярностей токов в двух полукомплектах соответствует либо режиму без аварии, либо режиму внешнего КЗ. Соответственно, в случае совпадения полярностей токов двух полукомплектов (или отсутствие информации о полярности от одного из полукомплектов) свидетельствует о потенциальном наличии КЗ в МЗ. При этом необходимо вносить изменения в логику работы устройств РЗА. Для реализации вышеописанного алгоритма ускорения УРОВ необходимо корректировать логические схемы работы МП-устройств РЗА, что, ввиду отсутствия опыта эксплуатации РЗМЗ, может иметь определенные сложности. Более того, в случае реализации алгоритма на устройствах РЗА электромеханической элементной базы, необходимо также предусматривать установку дополнительных реле и других элементов.

Основные особенности:

- Минимизация вероятности ложного и излишнего срабатывания РЗМЗ (Отключение КЗ в МЗ происходит по факту протекания тока КЗ через ТА, граничащий с МЗ, который фиксируется посредством срабатывания реагирующих органов устройств РЗА);
- Отключение как поврежденного, так и неповрежденного элементов ОРУ;
- Ухудшение надежности по функции срабатывания в режимах внутренних КЗ.
- При реализации этого варианта полностью исключена возможность излишнего и ложного отключения элемента электроустановки, к которой относится защищаемый РЗМЗ участок ошиновки.

Таким образом, защита работает как устройство ускорения УРОВ выключателя, который является одной из границ МЗ.

3.2.Независимая от комплекса РЗА работа РЗМЗ

Данный вариант является самым простым с точки зрения согласования с работой существующего комплекса РЗА объекта электроэнергетики.

Имеется существенный положительный момент реализации этого варианта, а именно отсутствие необходимости вносить изменения в логику работы устройств РЗА. При реализации этого варианта интеграции РЗМЗ в комплекс РЗА объекта электроэнергетики происходит самым простым способом без изменения схем устройств РЗА и их логики работы. Данный вариант не требует установки каких-либо дополнительных устройств, реле или контроллеров, так как каждая МЗ имеет однозначное соответствие определенному элементу электроустановки. При КЗ в таких МЗ происходит отключение поврежденного элемента через определенный заранее набор устройств РЗА.

Таким образом, данный вариант является наиболее простым для понимания, не требует внесения изменений в логику работы устройств РЗА, имеет повышенную скорость ликвидации относительно варианта работы РЗМЗ в качестве ведомой вспомогательной функции для комплекса РЗА, не требует установки дополнительных согласующих устройств.

При реализации данного варианта происходит также отключение неповрежденного элемента при КЗ в МЗ. Но основная задача, а именно сохранение динамической устойчивости за счет сокращения времени ликвидации КЗ в МЗ, решен – время ликвидации КЗ в МЗ не превышает времени ликвидации КЗ вне МЗ.

Основные особенности:

-Отключение как поврежденного, так и неповрежденного элементов ОРУ;

-Нет необходимости вносить изменения в логику работы устройств РЗА;

-Ухудшение надежности по функции несрабатывания в режимах внешних КЗ и нормальном режиме относительно варианта п. 3.1.

3.3.Работа РЗМЗ с блокированием выходных воздействий на отключение неповрежденного элемента

Рассматриваемый вариант имеет наиболее сложную архитектуру решения вопроса ликвидации КЗ в МЗ. В то же время последствия от его реализации потенциально носят наиболее полезный характер.

При реализации соответствующего варианта стоит отметить следующие характерные черты:

- Защита в полной мере реализует одно из основных свойств релейной защиты – селективность. Это единственный вариант, при реализации которого смежный к МЗ неповрежденный неселективно отключаемый элемент остается в работе, что потенциально ведет к следующим положительным моментам: сохранение электроснабжения наибольшего числа потребителей, минимизация возможных перегрузок оборудования вследствие отключения большого количества элементов электроустановки.
- Сложнейшая и сверхответственная задача реализации блокировки защит смежных элементов. При реализации этого варианта требуется наиболее квалифицированная настройка устройств РЗА и внесение изменений в логику их работы. Блокировка действия устройств РЗА является исключительным действием, которое может иметь катастрофические последствия в случае излишних срабатываний РЗМЗ.

Таким образом, данный вариант имеет экстремально ощутимые как положительные, так и потенциально отрицательные свойства. Однако в случае детальных исследований, моделирования и набора статистики действия работы РЗМЗ, реализованной на других вариантах, отрицательные свойства могут быть сведены к минимуму и даже полностью исключены.

Основные особенности:

- Повышенная опасность отказа по функции срабатывания защит смежных неповрежденных элементов (Сложнейшая и сверхответственная задача реализации блокировки защит смежных элементов);
- Отключение только поврежденного элемента ОРУ;
- Необходимо вносить изменения в логику работы устройств РЗА.

Вывод: были рассмотрены основные варианты интеграции РЗМЗ в комплекс РЗА объекта электроэнергетики. Показаны особенности реализации каждого варианта. Для установки РЗМЗ в опытную эксплуатацию предложено использование варианта независимой от системы РЗА работы РЗМЗ, т.к. в этом случае вносятся минимальные изменения в логику работы комплекса РЗА.

4. ОПЫТНЫЙ ОБРАЗЕЦ

На основании предложенной структурной схемы был реализован опытный образец РЗМЗ.

С целью получения максимально простой реализации дифференциальной защиты было принято решение выполнить ее по принципу дифференциально-фазной с каналом связи в виде ВОЛС, так как передача по оптическому каналу не подвержена электромагнитным наводкам, а положительное и отрицательное направление мгновенного тока довольно легко интерпретируется наличием либо отсутствием светового потока в оптоволоконном канале.

При реализации РЗМЗ в соответствии со структурной схемой, представленной на Рис. 2. необходимо было выполнить несколько практических и научно-исследовательских задач. В частности размещение электронных блоков в области сильных электромагнитных полей потребовало проведения исследований в области электромагнитной совместимости. Несложные расчеты показывают, что вблизи поверхности провода при токе короткого замыкания $I_{кз}$= 20 кА интенсивность магнитной компоненты электромагнитного поля превышает $2 \cdot 10^5$ А/м, напряженность электрической компоненты на поверхности провода превышает 10^6 В/м. Моделирование электромагнитного поля показало, что выполнить полноценное экранирование от таких воздействий довольно сложно. Массивный электромагнитный экран, выполненный из ферромагнитных материалов, будет иметь недопустимые массогабаритные показатели. Задача электромагнитной совместимость была решена следующим образом. Электрическая компонента электромагнитного поля экранирована электростатическим экраном, магнитная компонента только частично скомпенсирована электромагнитным экраном. Действие нескомпенсированной части электромагнитного поля на электронные компоненты и проводники исключено специальным расположением плат их элементов. Также при подборе элементной базы учитывалась их стойкость к электромагнитным воздействиям.

Время работы РЗМЗ складывается из задержек (естественными и специально созданных) ее отдельных частей:

- задержки в измерительном тракте первичных преобразователей тока;
- задержки в работе логики;
- задержки в ВОЛС;
- задержки передачи сигнала в радиопередающем тракте;
- задержки, обусловленные работой промежуточных реле;
- задержки первого включения РЗМЗ при включении линии, связанные с установлением выходных напряжений блока питания передающих модулей, "разгоном" кварцевого генератора тактовой частоты процессора.

Проведенные исследования показали, что при возникновении КЗ в зоне действия защиты суммарная задержка ограничивается временем 1÷3 мс. Такое время задержки стало возможным благодаря использованию в качестве измерительного преобразователя пояса Роговского, в отличие от трансформатора тока он не подвержен насыщению, преобразует весь спектр частот, включая постоянную составляющую. Кроме того, в модуле распределения команд использованы промежуточные реле выполненные на основе полупроводниковой оптоэлектронной развязки с временем действия менее 50 мкс.

Изготовленные образцы прошли весь цикл испытаний на электромагнитную совместимость по ГОСТ Р 51317.6.5-2006, а также по специально разработанным программам, учитывающих уникальные особенности эксплуатации РЗМЗ. Также образцы РЗМЗ успешно прошли цикл испытаний на воздействие климатических внешних факторов в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69, на воздействие внешних механических факторов по ГОСТ 17516.1-90, на соответствие требованиям ГОСТ 14254-96 степени защиты IPX6.

5. ПЕРСПЕКТИВЫ

В настоящее время устройство РЗМЗ успешно прошло комплекс испытаний и опытную эксплуатацию на действующем объекте электроэнергетики, а также решается вопрос о серийном производстве РЗМЗ.

Использование технических решений полученных при создании РЗМЗ имеет перспективы дальнейшего расширения, например, для защиты не только воздушных линий электропередач, а также кабельных и комбинированных воздушно-кабельных линий.

Список литературы:

[1] Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем.- М.: Энергоатомиздат, 1998.

[2] Патент РФ №2508585 C1 МПК H02P 3/28, H02H 7/22. Устройство для защиты от коротких замыканий в «мертвой» зоне открытых распределительных устройств объектов электроэнергетики высокого или сверхвысокого напряжения – на участках между трансформаторами тока и выключателями / Шульгинов Н.Г., Жуков А.В., Воробьев В.С., Максимов Б.К., Арцишевский Я.Л., Расщепляев А.И., Кузин А.С., Борисов Р.К., Лебедев В.Д. Опуб. 27.02.2014.Бюл. №6 (приоритет от 08.11.2012).

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ МОДЕЛИРОВАНИЯ В РАЗВИТИИ ИННОВАЦИОННЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Нудельман Г.С., Наволочный А.А., Онисова О.А.
ОАО «ВНИИР»

Современный этап развития электроэнергетики России можно характеризовать как время определения и становления новых технологических путей развития, когда начинают все активнее выполняться исследования и реализовываться пилотные проекты по внедрению в энергосистемы элементов интеллектуальных энергосистем с активно-адаптивной сетью (Smart Grid). Однако использование новых устройств приводит к возникновению в электроэнергетической системе ранее не характерных для нее режимов, существенным образом влияющих на работу средств режимной и противоаварийной автоматики, релейной защиты. Наиболее детально изучить поведение энергосистемы при внедрении в нее новых элементов, осуществить оценку функционирования средств релейной защиты и противоаварийной автоматики в новых условиях возможно с помощью современных технологий моделирования.

Развитие технологий моделирования привело к появлению технических решений, отличающихся способом реализации, размером моделируемых систем, степенью детализации исследуемых процессов. Появилась востребованная возможность выбора средства моделирования, наиболее подходящего для решения конкретной группы задач (табл. 1).

Таблица 1

Проектные и эксплуатационные задачи, планирование развития энергосистем	Программные комплексы, выполняющие функции расчета установившихся режимов, токов короткого замыкания, статической и динамической устойчивости больших энергосистем, задачи оптимизации
Научные задачи, требующие детальных исследований отдельных фрагментов энергосистем	Программные комплексы, ориентированные на расчет электромагнитных («быстрых») переходных процессов
Задачи испытаний физических образцов устройств РЗА и ПА, систем управления	Программно-аппаратные комплексы моделирования процессов в режиме реального времени с «включением» в состав модели энергосистемы реального оборудования (устройств релейной защиты и автоматики, систем управления и т.д.)

Решение задач последней группы представляет существенный практический и научный интерес. В связи с этим далее более подробно рассмотрены технические решения для выполнения моделирования в режиме реального времени.

1. ТЕХНОЛОГИИ МОДЕЛИРОВАНИЯ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Моделирование в режиме реального времени осуществляется в темпе, соответствующем скорости протекания процессов в самой энергосистеме. Функционирование модели в реальном времени создаёт необходимые предпосылки для подключения внешних (по отношению к модели) физических устройств управления, релейной защиты и автоматики с организацией полнофункциональной обратной связи, меняющей исходный режим энергосистемы при изменении состояния испытуемого устройства (подобно тому, как это происходит на самом энергообъекте). Это позволяет наиболее полно и детально исследовать поведение устройств в условиях, максимально приближенных к реальным, даёт возможность осуществить первичное опробование новых решений без вмешательства в энергосистему, предвидеть последствия возмущающих и управляющих воздействий на неё.

Общая структурная схема системы моделирования, ориентированной на решение задач электроэнергетики в режиме реального времени, приведена на рис. 1.

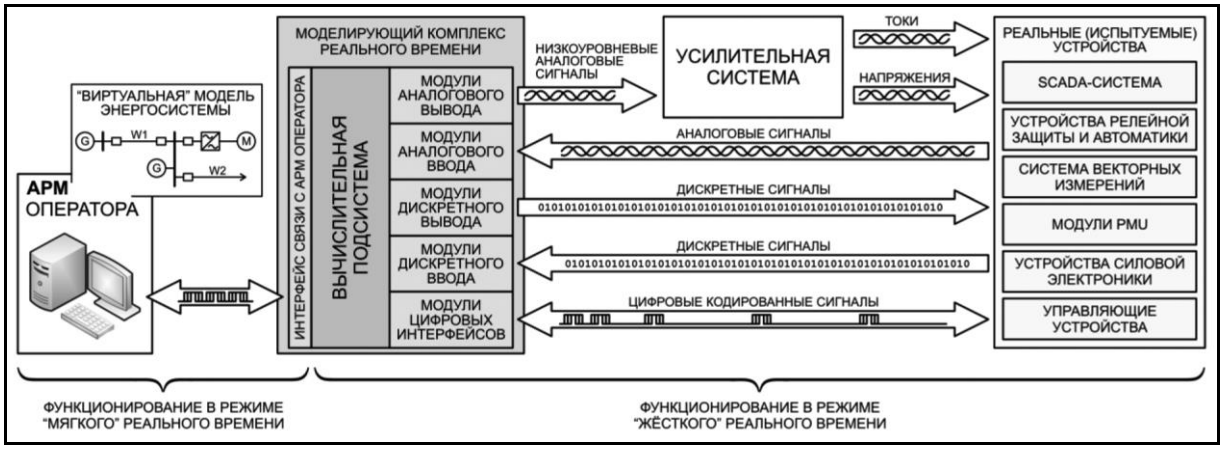


Рис. 1. Структурная схема системы моделирования в режиме реального времени

Моделирующий комплекс реального времени в общем случае содержит:

☐ вычислительную подсистему, задача которой заключается в решении уравнений математических моделей элементов энергосистемы в темпе исследуемого процесса;

☐ модули аналогового вывода – предназначены для выдачи рассчитываемых вычислительной подсистемой мгновенных значений токов и напряжений на внешнее реальное оборудование. Применяемые в настоящее время в этих модулях цифро-аналоговые преобразователи (ЦАП) имеют разрядность, как правило, 16 бит; выходной сигнал – напряжение низкого (размах до 32 В) уровня, поэтому в большинстве случаев дополнительно требуется использование внешних преобразователей/усилителей тока и напряжения. Обновление данных на входе ЦАП осуществляется со временем, соответствующим шагу моделирования, поэтому для «сглаживания» выходного аналогового сигнала некоторые производители закладывают механизмы передискретизации и экстраполирования. С целью снижения влияния электромагнитных возмущений на линию связи с объектом (усилителями), каждый выход выполняется по дифференциальной схеме;

☐ модули аналогового ввода – служат для приёма аналоговых электрических сигналов от испытуемых устройств (например, регуляторов). Разрядность используемых аналого-цифровых преобразователей и диапазон входного напряжения обычно соответствуют решениям производителя, принятым для модулей аналогового вывода;

☐ модули дискретного вывода – требуются для выдачи дискретных сигналов на внешнее оборудования (например, команд на отключение или включение выключателя, управления устройствами FACTS; сигналов блокировки или ускорения действия защиты). Дискретные выходы могут быть реализованы с использованием быстродействующих твёрдотельных реле или гальванически изолированных от вычислительной подсистемы транзисторных ключей; в некоторых вариантах исполнения модули дискретного вывода могут выдавать дискретные сигналы уровня ТТЛ (0/+5 В), модулированные однополярные сигналы;

☐ модули дискретного ввода – необходимы для приема информации о состоянии внешнего оборудования. Как правило, каналы дискретного ввода имеют оптронную развязку от внешних цепей. Часто используются внешний источник питания напряжением до 30 В постоянного тока и внутренние заменяемые токоограничивающие резисторы, хотя для удобства подключения к контактам выходных реле испытываемой аппаратуры могут предлагаться решения с интегрированным источником. Существуют разновидности модулей дискретного ввода, способные принимать модулированный сигнал (широтно-импульсная модуляция);

☐ модули цифровых интерфейсов – служат для обеспечения взаимодействия с физическим оборудованием в соответствии с протоколами, наиболее распространёнными в сфере промышленной автоматизации (DNP, PROFIBUS, Modbus, CAN, OPC), релейной защите (МЭК 61850 8.1 – GOOSE, МЭК 61850 9.2 – SV, C37.118). Как правило, эти модули имеют возможность синхронизации данных по ряду протоколов (1PPS, IEEE1588 – PTP, IRIG-B, NTP).

Компоненты моделирующего комплекса и присоединённое к нему испытуемое физическое оборудование образуют систему, функционирующую в режиме т.н. «жесткого» реального времени (время реакции на события в которой со стороны моделирующего комплекса минимально и всегда точно известно).

На автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора возлагаются задачи мониторинга и инициирования событий в процессе моделирования, поэтому взаимодействие АРМ оператора и моделирующего комплекса может осуществляться в режиме «мягкого» реального времени (т.е. задержка реакции на события не критична и допустима).

2. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Можно выделить следующие основные задачи, решаемые с использованием методов моделирования:

– проведение полного цикла проверки оборудования (устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, системных регуляторов и т.п.) на базе цифровых динамических моделей реального времени;

– разработка и исследование устройств FACTS (гибкие системы переменного тока), HVDC (вставки постоянного тока), моделировании энергосистем, в составе которых имеются эти устройства;

– разработка и проверка алгоритмов действия устройств защиты, регулирования и управления, систем управления устройствами FACTS;

– осуществление детальных исследований электроэнергетических систем переменного и постоянного тока (установившиеся режимы, электромагнитные и электромеханические переходные процессы) и их взаимного влияния;

– реализация мероприятий по управлению энергосистемами;
– создание комплексных решений в сфере активно-адаптивных сетей (глобальные системы контроля, управления и защиты WAMPAC, многоагентные системы, распределённая генерация, современные коммуникационные технологии и т.д.);
– обучение и тренировка инженерно-технического персонала объектов электроэнергетики;
– выполнение сертификационных испытаний оборудования.

3. ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНСТРУМЕНТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ДЛЯ ДЕТАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

В качестве примера применения цифровых моделирующих комплексов реального времени приведено описание испытаний, проводимых в Центре моделирования ОАО «ВНИИР» с целью выявления возможности совместного использования дифференциально-фазных защит различных производителей. В ходе выполнения работы была разработана цифровая динамическая модель фрагмента электрической сети 220 кВ, обеспечено её взаимодействие с физическими устройствами РЗА.

Модель позволяет исследовать функционирование испытуемых устройств защиты в следующих схемно-режимных ситуациях:

☐ одно-, двух-, трехфазные короткие замыкания с различной величиной апериодической составляющей в токе короткого замыкания;

☐ короткие замыкания, приводящие к насыщению трансформаторов тока;

☐ короткие замыкания с разновременностью замыкания поврежденных фаз;

☐ каскадные отключения коротких замыканий на параллельной линии, приводящие к реверсу потока мощности защищаемой линии;

☐ асинхронные режимы с различной частотой скольжения.

Графический интерфейс модели (рис. 2) позволяет оперативно изменять режимы её работы, задавать характеристики возмущений, регистрировать параметры моделируемых режимов с использованием виртуальных средств отображения и сохранения информации. На этой же иллюстрации (см. рис. 2) в качестве примера приведен график переходного процесса при трёхфазном коротком замыкании с разновремённостью замыкания повреждённых фаз.

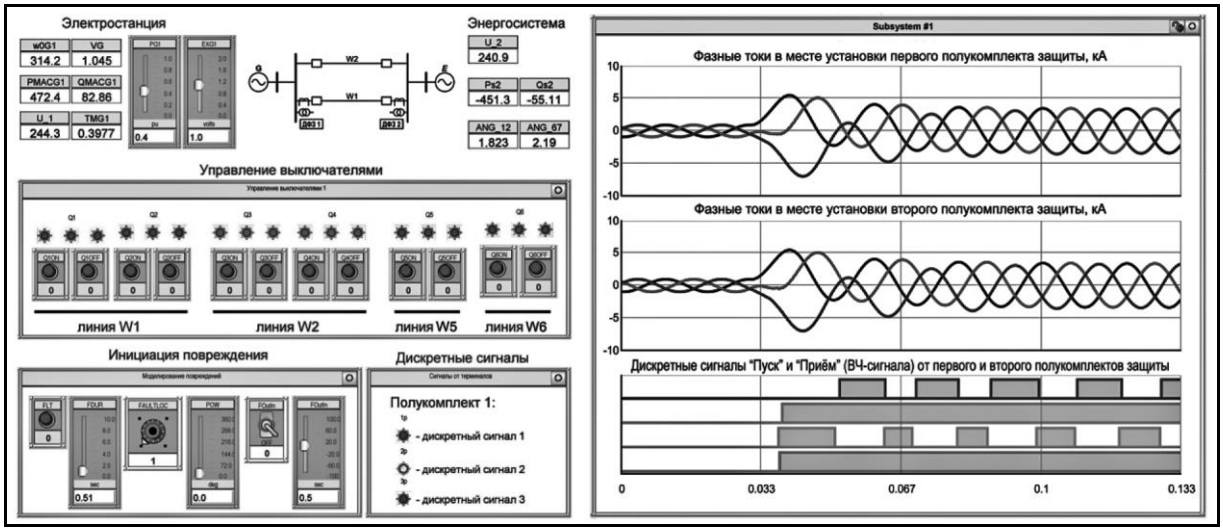


Рис. 2. Графический интерфейс модели (пример).

Ключевые особенности испытаний с использованием разработанной цифровой динамической модели:

- гибкое и быстрое изменение параметров модели;
- оперативное моделирование значительного количества режимов;
- повторяемость условий для создания режимов.

4. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Всё более активное использование средств моделирования в режиме реального времени, увеличение круга решаемых задач требует повышения их вычислительной мощности, расширения алгоритмической базы. Программно-аппаратные средства моделирования перестают быть только инструментом испытаний физических образцов устройств РЗА.

Современный уровень развития программно-аппаратных решений позволяет снизить шаг моделирования до десятков наносекунд, что предоставляет широкие возможности по исследованию устройств FACTS, тестированию их систем управления. К примеру, в моделирующих комплексах производства компании OPAL-RT Technologies с целью уменьшения шага моделирования для испытаний быстродействующих устройств силовой электроники реализована возможность «вынесения» решения уравнений, описывающих элементы силовой электроники, на оперативно перепрограммируемые логические матрицы (FPGA).

Приобретает актуальность задача реализации в моделирующих системах реального времени «комбинированных» методов расчета электромагнитных и электромеханических переходных процессов (EMT/Phasor), позволяющих выполнять единовременное моделирование процессов в различных фрагментах энергосистемы с использованием разных алгоритмов. Так, представляется весьма важной возможность моделирования процессов в интересующем фрагменте энергосистемы с высокой степенью детализации (динамическая модель) при одновременном моделировании для остальной части энергосистемы только электромеханических переходных процессов. Это позволит избежать необходимости специального предварительного эквивалентирования модели энергосистемы, а также создавать и оперативно использовать «виртуальные» модели больших энергосистем для целей детальных исследований отдельных её фрагментов с «подключением» к ним реальных физических устройств;

Использование моделирующих комплексов для целей управления энергосистемой может требовать выполнения расчётов не в режиме реального времени, а с опережением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение методов и инструментов цифрового моделирования позволяет получить первичный опыт эксплуатации технических решений и становится особенно актуальным в связи с усложнением режимов электрических сетей, появлением в их составе нового оборудования.

Средства моделирования электроэнергетических систем (в особенности в режиме реального времени) становятся одними из основных инструментов выполнения инновационных проектов в энергетике.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Нудельман Года Семёнович – Председатель Совета директоров, заместитель Генерального директора – директор по технологии и развитию ОАО «ВНИИР»; кандидат технических наук, профессор.

Наволочный Александр Альбертович – руководитель Центра моделирования электроэнергетических систем ОАО «ВНИИР»; кандидат технических наук, доцент.

Онисова Ольга Александровна – заведующий сектором НИОКР Центра моделирования электроэнергетических систем ОАО «ВНИИР».

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИБРИДНОГО МОДЕЛИРУЮЩЕГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О., Андреев М.В.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Всё основное оборудование электроэнергетических систем (ЭЭС): генераторы, трансформаторы (автотрансформаторы), линии электропередачи и др. непрерывно взаимосвязано единым процессом производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. При этом необоснованное отключение или выход из строя обозначенных устройств связаны, как правило, со значительным технологическим и экономическим ущербом. Минимизировать эти последствия позволяет правильное действие релейной защиты (РЗ).

Между тем, согласно обобщенной статистике аварийности в российских и зарубежных ЭЭС, примерно 25% [1 – 3] тяжелых аварий являются следствием неправильных действий РЗ и противоаварийной -автоматики (ПА), причем, в 50 – 70% случаев они приводят к развитию аварийных ситуаций в тяжелые системные аварии. Кроме того, по разным данным примерно 30-40% неправильных действий связаны с неисправностью самих устройств РЗ: ошибки в аппаратной части, ошибки в логической части или алгоритмах; 15-20% - с неправильной настройкой.

В качестве основных причин такой ситуации можно выделить:

1. Несоответствие настроек РЗ и ПА реальным условиям их функционирования, которое, принимая во внимание применяемые методики, определяется двумя основными факторами:
   1) использованием при расчете уставок недостаточно полной и достоверной информации о режимах и процессах в оборудовании и ЭЭС;
   2) неадекватным учетом погрешностей, формируемых конкретными реализациями РЗ и ПА и измерительными трансформаторами.

2. Малая эффективность тестовых проверок программно-аппаратной реализации РЗ и ПА.

Для устранения обозначенных причин неправильных действий РЗ и ПА за рубежом используют цифровые программно-технические комплексы, такие как RTDS и eMEGASim, которые позволяют осуществлять моделирование в реальном времени процессов в оборудовании и ЭЭС в целом, а также проводить тестовую проверку алгоритмов реальных РЗ и их аппаратных компонентов в «замкнутом цикле» [4 – 6]. Однако применяемые в цифровых комплексах численные методы расчета дифференциальных уравнений, описывающих процессы в ЭЭС, ограничены определёнными условиями: решения дифференциального уравнения должны удовлетворять условию Липшица, длина интервала решения ограничивается по условию теоремы Далквиста и др. Вследствие этого накладываются ограничения и на совокупную модель энергосистемы: на порядок системы дифференциальных уравнений, интервал интегрирования, общее время моделирования. При этом увеличение размерности моделируемой ЭЭС обязательно приводит к упрощению моделей силового оборудования, что в свою очередь снижает адекватность и достоверность результатов моделирования. Помимо данной проблемы, существует и другая: при решении дифференциальных уравнений численными методами неизбежно имеет место методическая ошибка, определить и устранить которую невозможно и которая, как правило, с каждым шагом увеличивается.

Обозначенные ограничения обуславливают присущие цифровым программно-техническим комплексам недостатки: необходимость существенного ограничения размерности моделируемой энергосистемы и/или интервала воспроизведения процессов, необходимость использования в некоторых случаях упрощенных моделей оборудования ЭЭС, которые, в конечном счете, не позволяют в полной мере решить обозначенную проблему повышения эффективности и адекватности функционирования РЗ и ПА. Кроме того, в настоящее время активно развиваются средства распределённой защиты и управления, разработка и проверка программно-технической реализации которых вообще будет неэффективной при условии использования малых энергосистем или упрощенных моделей оборудования ЭЭС.

Использование принципиально другого подхода – концепции гибридного моделирования [7 – 8], объединяющей три подхода к моделированию: аналоговое, цифровое (численное) и физическое, позволяет получить результаты более полные и достоверные за счет исключения методической ошибки и названных выше ограничений. На основе данной концепции в Томском политехническом университете разработана гибридная многопроцессорная программно-техническая система – Всережимный моделирующий комплекс реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС) (рисунок 1) [9 – 11].

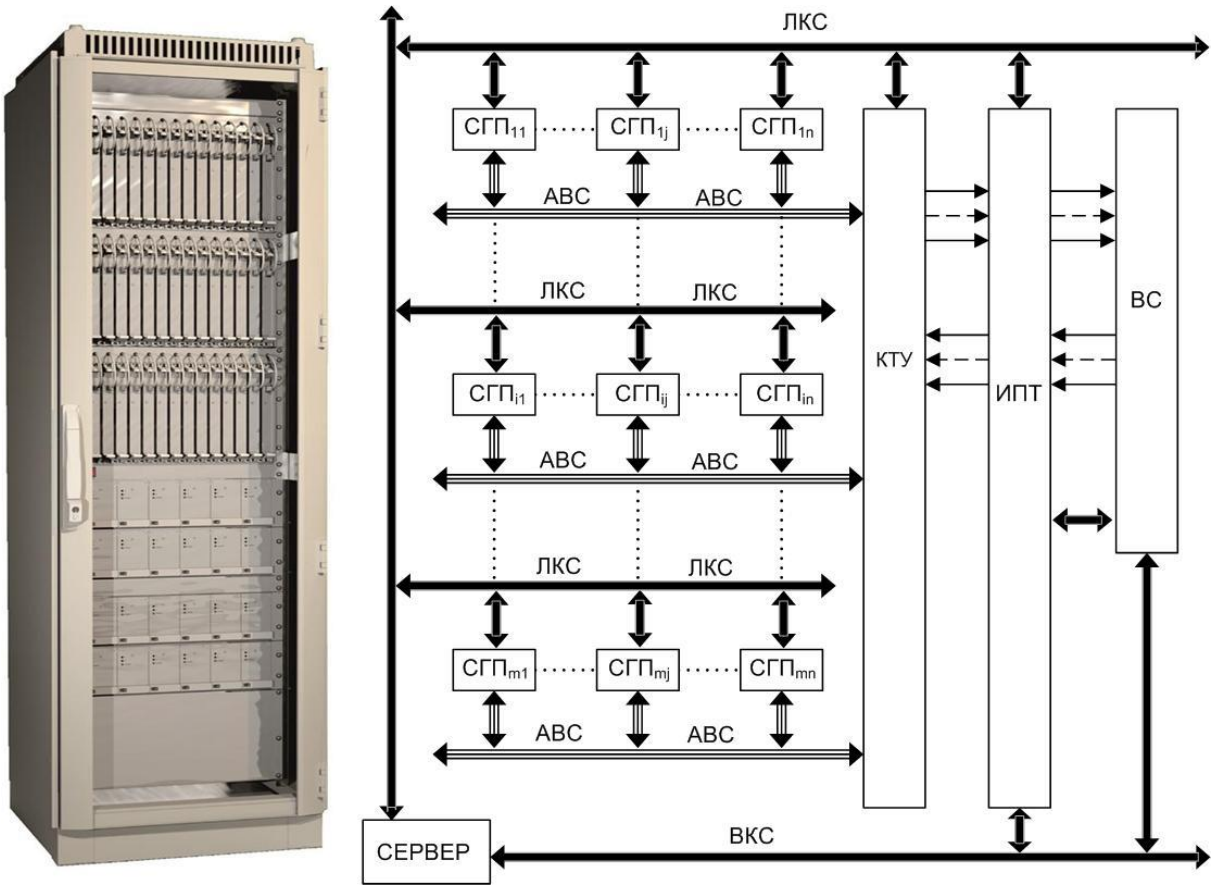


Рис. 1. Внешний вид и структурная схема ВМК РВ ЭЭС, на которой представлены: ИПТ – интерфейсные программно-технические средства посредством которых осуществляется взаимодействие с соответствующими внешними средствами ВС; совокупность специализированных гибридных процессоров СГП, функционально объединяемая коммутатором трехфазных узлов согласно составу и топологии моделируемой ЭЭС; сервер, функционирующий в локальной компьютерной сети предприятия ЛКС и внешней компьютерной сети ВКС.

ВМК РВ ЭЭС обладает следующими свойствами и возможностями:

1. Представляет собой параллельную, многопроцессорную, программно-техническую систему реального времени гибридного типа, объединяющую в себе адаптируемую совокупность специализированных гибридных процессоров (СГП) всех элементов моделируемой схемы ЭЭС и информационно-управляющую систему.

2. Все СГП строятся по единому принципу, согласно которому каждый из них содержит соответствующий решаемой системе уравнений сопроцессор (СП), в общем случае составной, и унифицированную периферию, включающую программно-аппаратный интерфейс локальной компьютерной сети, продольные и поперечные цифроуправляемые пофазные коммутаторы.

3. Все СП в СГП также строятся по единому принципу, в соответствии с которым каждый из них представляет собой работающую под управлением микропроцессора(-ов) параллельную цифро-аналоговую структуру, обеспечивающую:

1) непрерывное и методически точное решение в реальном времени и на неограниченном интервале универсальной высокоточной системы уравнений моделируемого вида элементов: энергоблока, трансформатора, линии электропередачи и др.;
2) преобразование формы представления информации: цифро-аналоговое, аналого-цифровое, математическое аналоговое-трёхфазное модельное физическое;
3) автоматизированное и автоматическое управление параметрами, настройками, продольными и поперечными коммутациями фаз и др.;
4) моделирование РЗ и ПА, систем управления воспроизводимого элемента ЭЭС и др.;

4. Трёхфазные входы/выходы различных СГП через коммутатор трёхфазных узлов (КТУ) объединяются согласно моделируемой схеме ЭЭС, а информационно микропроцессоры всех СГП соединены локальной сетью с серверной ЭВМ.

5. На серверной ЭВМ устанавливается специализированное программное обеспечение (СПО) ВМК РВ ЭЭС, в котором создаются базы данных, разнообразный программный инструментарий и в среде которого реализуются все информационно-управляющие возможности комплекса.

6. Наряду с серверными функциями, сервер может выполнять функции автоматизированного рабочего места пользователя, в частности администратора ВМК РВ ЭЭС, для которого открыт полный доступ ко всем информационно-управляющим возможностям последнего.

7. Сервер ВМК РВ ЭЭС может быть подключен к корпоративной сети, в которой размещены клиентские компьютеры и на которых может быть установлено СПО клиента ВМК РВ ЭЭС, в том числе с регламентированными и защищёнными уровнями доступа к информационно-управляющим возможностям, текущим и архивным данным.

8. Заложенные в ВМК РВ ЭЭС принципы построения исключают методическую ошибку решения математических моделей элементов и соответственно совокупной модели ЭЭС в целом, безотносительно к дифференциальному порядку, жёсткости и интервалу решения. Поэтому, точность решения гарантирована и определяется только инструментальной погрешностью аппаратной части комплекса, минимизация которой обеспечивается применением прецизионных интегральных компонентов.

Таким образом, ВМК РВ ЭЭС, в отличие от существующих средств, полностью исключает необходимость декомпозиции режимов и процессов в оборудовании и ЭЭС, а также присущих существующим средствам моделирования упрощений и ограничений и позволяет осуществлять непрерывное, полное и достоверное моделирование в реальном времени и на неограниченном интервале совокупности процессов, протекающих в оборудовании, электрических станциях, электрических сетях, синхронных и асинхронных двигателях, обобщенных нагрузках, устройствах и системах FACTS, с учетом функционирования средств РЗ, технологической и ПА, включая процессы в измерительных трансформаторах, при всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы.

В качестве основного недостатка ВМК РВ ЭЭС можно выделить отсутствие гибкости в реализации схемы ЭЭС, т.е. моделируемые элементы энергосистемы жестко связываются между собой на физическом уровне в соответствии с топологией сети. Однако «гибкость» схемы и не требуется при расчете уставок РЗ и ПА, т.е. первая из обозначенных выше причин неправильных действий этих устройств может быть эффективно устранена с помощью ВМК РВ ЭЭС. Кроме того, в настоящее время уже ведется работа по ликвидации обозначенного недостатка при условии сохранения принципов концепции гибридного моделирования.

Гибридный комплекс ВМК РВ ЭЭС позволяет реализовать проверку устройств РЗ и ПА в «замкнутом цикле», а отсутствие ограничений на размер моделируемой ЭЭС позволяет сократить количество всевозможных эквивалентирований и воссоздать максимально близкие к реальным условия проверки и настройки любых устройств РЗ и ПА. Это, как уже отмечалось, особенно актуально для разработки и проверки алгоритмов распределённых устройств защиты и управления.

Схема реализации проверки РЗ или ПА в замкнутом цикле приведена на рисунке 2. Блок усилителей разработан при совместном участии сотрудников Томского политехнического университета и Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники управления [12]. Характеристики усилителей приведены в таблице 1.

Таблица 1

Диапазон изменения переменного тока на выходе	0 – 100 А
Диапазон изменения переменного напряжения на выходе	0 – 300 В
Входное сопротивление не менее	2 кОм
Рабочий диапазон частот	0 – 800 Гц
Отклонение фазовой характеристики от линейной в диапазоне частот: - от 0 до 100 Гц; - от 100 до 800 Гц;	 $\leq 0{,}1^{\circ}$ $\leq 0{,}5^{\circ}$
Напряжение питания	220 В ± 15%
Диапазон изменения напряжения на входе	± 10 В

Модель большой ЭЭС, очевидно, не будет являться мобильной, поэтому был разработан вариант гибридного комплекса для лабораторных тестовых проверок программно-аппаратных реализаций РЗ и некоторых ПА на работоспособность (рисунок 3).

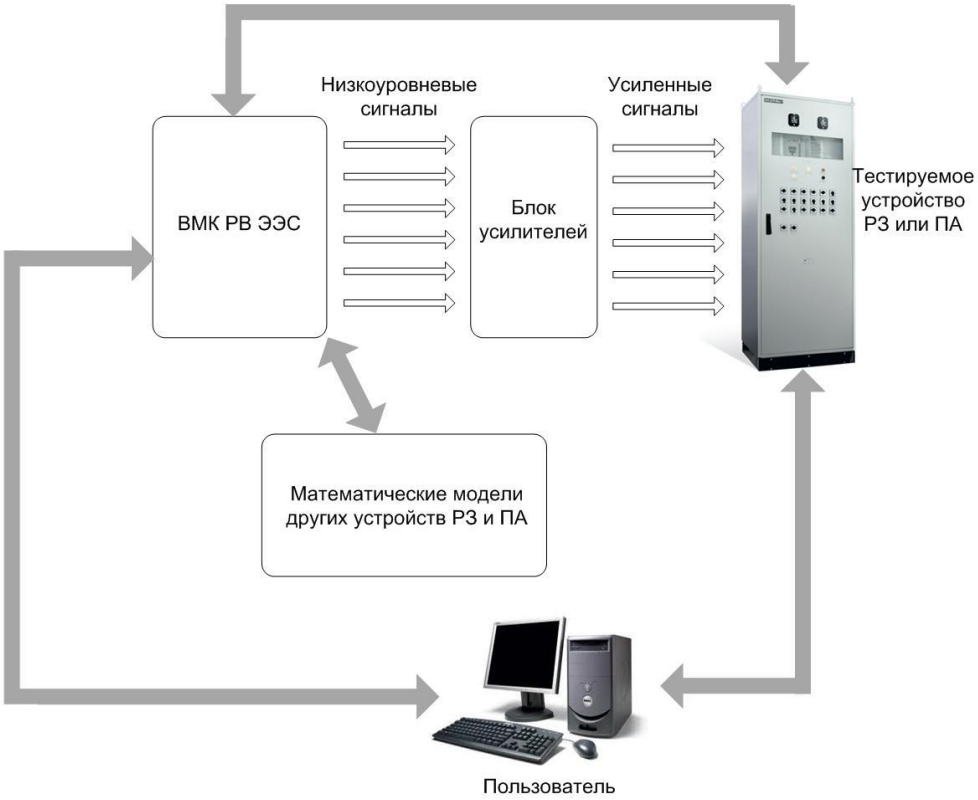


Рис. 2. Схема реализации проверки РЗ и ПА в «замкнутом цикле» с помощью ВМК РВ ЭЭС.

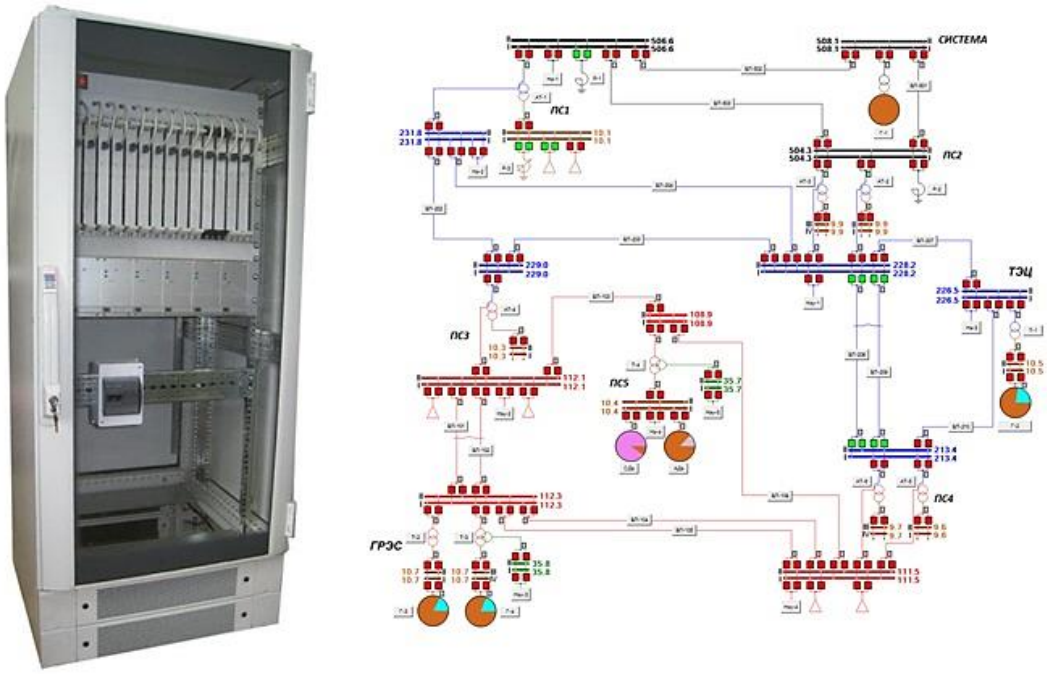


Рис. 3. Внешний вид и схема гибридного комплекса для лабораторных тестовых проверок программно-аппаратных реализаций РЗ и ПА.

ВМК РВ ЭЭС позволяет реализовывать математические модели устройств РЗ и ПА, достаточно полно и достоверно воспроизводящих процессы в конкретных их реализациях и в измерительных трансформаторах тока и напряжения – детализированных моделей [11, 13], что в свою очередь дает возможность повысить эффективность проверки устройств РЗ и ПА, в том числе в «замкнутом цикле», за счет возможности проведения детального анализа их ключевых функциональных звеньев, а также отслеживания реакции реального устройства и модели на изменения в ЭЭС и достоверно выявлять причины несоответствия в случае его появления.

В заключении хочется подчеркнуть, что ВМК РВ ЭЭС позволяет в реальном времени получать полную и достоверную информацию о процессах в ЭЭС, которая может быть использована для адекватной настройки устройств РЗ и ПА. Уникальные характеристики комплекса, а также возможность проверки РЗ и ПА в «замкнутом цикле», позволяют эффективно использовать его при разработке и тестировании программно-аппаратных реализаций любых устройств защиты и автоматики. В России данный комплекс не имеет аналогов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

[1] Коновалова Е., Сахаров С. Устройства РЗА в ЕНЭС. Основные результаты работы // Новости в электротехники. □ 2008. □ №4 (52). □ С. 50.

[2] Кузьмичев В.А., Коновалова Е.В., Сахаров С.Н., Захаренков А.Ю. Ретроспективный анализ работы устройств РЗА в ЕНЭС // Релейная защита и автоматизация. □2012. □ №1 (06). □ С. 60-65.

[3] Гуревич В.И. Проблемы оценки надежности релейной защиты // Электричество. □ 2011. □ №2. □ С. 28-31.

[4] Urban Rudež, Peter Osredkar, Rafael Mihalič. Overcurrent protection-relay testing with Real-Time Digital Simulator Hardware // ELEKTROTEHNIŠKI VESTNIK 79 (1-2): 25-30, 2012 (English edition).

[5] Rigby B S: .Closed-Loop Testing of an Overcurrent Relay Using a RealTime Digital Simulator., Proceedings of the IEEE Africon 2004 Conference, Gaborone, Botswana, September 2004, pp. 783-788

[6] McLaren P G, Kuffel R, Wierckx R, Giesbrecht J, Arendt L. A Real Time Digital Simulator For Testing Relays., IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 1, Jan 1992, pp. 207 . 213

[7] Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О. Принципы построения средств всережимного моделирования в реальном времени энергосистем // Электричество. □ 2012. – № 6 – С. 10-13.

[8] Гусев А.С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. □ 2008. □ № 9-10/1 (повтор с № 99).

[9] Васильев В.А., Гусев А.С., Гурин С.В. Проект создания гибридного моделирующего комплекса электроэнергетической сети ФСК // Электроэнергия и будущее цивилизации: Материалы Международной научн.-техн. конф. □ Томск: Томский государственный университет. □ 2004. □ С. 279-281.

[10] Боровиков Ю.С., Прохоров А.В., Сулайманов А.О. Всережимный моделирующий комплекс реального времени и его использование для решения задач управления в ИЭС ААС // Релейная защита и автоматизация. □ 2012. □ №01(06). □ С. 54-59.

[11] Сулайманов А.О., Андреев М.В., Рубан Н.Ю. Концепция адекватного моделирования релейной защиты и противоаварийной автоматики энергосистем // Электричество. □ 2012. – №. 6 – С. 17-20.

[12] Боровиков Ю. С., Кобзев А. В., Семенов В. Д., Сулайманов А. О., Темчук А. И., Федотов В. А. Усилители сигналов для моделей реального времени // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. 2013 №. 2(28). С. 70-80.

[13] Андреев М.В., Боровиков Ю.С. Оптимизация уставок дифференциальных защит трансформаторов и автотрансформаторов с помощью их адекватных математических моделей // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – №3 [Электронный ресурс]: режим доступа: http://www.science-education.ru/109-9343, свободный, 11.06.2013.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ:

1. **Боровиков Юрий Сергеевич** окончил факультет автоматики и электромеханики Томского политехнического университета в 2000г. В 2003г. защитил кандидатскую диссертацию «Программно - аппаратные средства для оценки коммутационной напряженности коллекторных электрических машин» в ТПУ. Заведующий кафедрой «Электроэнергетические сети и системы» Энергетического института Томского политехнического университета (ЭНИН ТПУ). Адрес: 634050, , г. Томск – 50, пр. Ленина, 30, Энергетический институт, тел.раб. 563787, электронная почта borovikov@tpu.ru.

2. **Гусев Александр Сергеевич** окончил Электроэнергетический факультет Томского политехнического института (ЭЭФ ТПИ) в 1973г. В 2008г. защитил докторскую диссертацию «Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем» в ТПУ. Профессор кафедры «Электроэнергетические сети и системы» ЭНИН ТПУ. Адрес: 634050, , г. Томск – 50, пр. Ленина, 30, Энергетический институт, тел.раб. +7 (3822) 557-879, электронная почта gusev_as@tpu.ru.

3. **Сулайманов Алмаз Омурзакович** окончил ЭЭФ ТПИ в 1991г. В 2009г. защитил кандидатскую диссертацию «Неактивная мощность и ее составляющие в электроэнергетических системах» в ТПУ. Начальник научного отдела ЭНИН ТПУ. Адрес: 634050, , г. Томск – 50, пр. Ленина, 30, Энергетический институт, тел. раб. +7 (3822) 557-554, электронная почта sao@tpu.ru.

4. **Андреев Михаил Владимирович** окончил Энергетический институт ТПУ в 2010г. В 2013г. защитил кандидатскую диссертацию «Средства всережимного моделирования дифференциальных защит трансформаторов в электроэнергетических системах» в ТПУ. Ассистент

кафедры «Электроэнергетические сети и системы» ЭНИН ТПУ. Адрес: 634050, , г. Томск – 50, пр. Ленина, 30, Энергетический институт, тел. раб. +7 (3822) 701-777 / 1914, электронная почта andreevmv@tpu.ru.

ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЯЕМОЙ КОММУТАЦИИ И МОНИТОРИНГА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ

Журавлев Д.М., Нудельман Г.С., Балашов С.В., Pierre Taillefer

Аннотация

В настоящее время особую актуальность приобретает вопрос продления срока эксплуатации электросетевого оборудования. Одной из технологий, позволяющей увеличить эксплуатационный ресурс выключателей, трансформаторов и т.п., является технология управляемой коммутации, заключающаяся в выполнении операций включения и выключения различного оборудования в точно заданный момент времени (задаваемый в соответствии с параметрами коммутируемой нагрузки) для исключения нежелательных бросков тока и напряжения, приводящих к сокращению ресурса оборудования и даже к его повреждению.

В докладе рассматривается применение управляемой коммутации для различных типов электротехнических установок (шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей, трансформаторов).

Один из основных вопросов доклада - требования, предъявляемые к силовым выключателям, их характеристикам, к контролю и анализу соответствующих параметров.

В завершении приводится пример устройства, выполняющего функции управления коммутацией, мониторинга и диагностики состояния выключателей - *SynchroTeq Plus* канадской компании *VIZIMAX*, *Inc*., имеющее успешный 10-летний опыт применения в различных зарубежных странах.

Электрические процессы при коммутации оборудования

В настоящее время в электроэнергетике все более широко внедряются устройства на базе высоковольтных индуктивных и емкостных элементов и их комбинаций: различные устройства компенсации реактивной компенсации (УКРМ), фильтры высших гармоник в электрической сети и т.д. Применение таких решений позволяет повысить качество электроэнергии, поставляемой потребителю (например, регулировать напряжение), регулировать коэффициент мощности нагрузки, обеспечивая требуемые нормативными документами параметры [1, 2], снижать потери в электрических сетях и т.п. Для оптимального регулирования электрических параметров режима указанные устройства выполняются управляемыми, причем управление характеристиками может осуществляться как плавно, таки и ступенчато путем отключения/включения соответствующих компонентов устройств (например, реакторов, батарей конденсаторов) высоковольтными выключателями. В последнем случае в ходе коммутаций могут возникать переходные процессы,

сопровождающиеся бросками тока и напряжения, воздействие которых ведет к сокращению ресурса оборудования, а в некоторых случаях может привести к его повреждению.

Кратность токов и напряжений при переходном процессе определяется рядом факторов, в том числе параметрами коммутируемой нагрузки, характеристиками коммутационного аппарата, а также величиной мгновенных значений токов и напряжений в момент коммутации. Возможность коммутации фаз высоковольтных выключателей в динамически рассчитываемые оптимальные моменты времени позволяет значительно снижать кратности токов и напряжений при переходных процессах. Кроме того, это позволяет предотвратить возникновение или минимизировать воздействие таких явлений, как, например, предпробой промежутка между контактами выключателя при включении батарей статических конденсаторов (БСК), повторное зажигание дуги при отключении шунтирующих реакторов (ШР), броски тока намагничивания при включении ненагруженных силовых трансформаторов и т.д.

В качестве примера на рис. 1 представлены экспериментально полученные осциллограммы токов и напряжений при включении БСК, фазы которой соединены по схеме «звезды» с заземленной нейтралью.

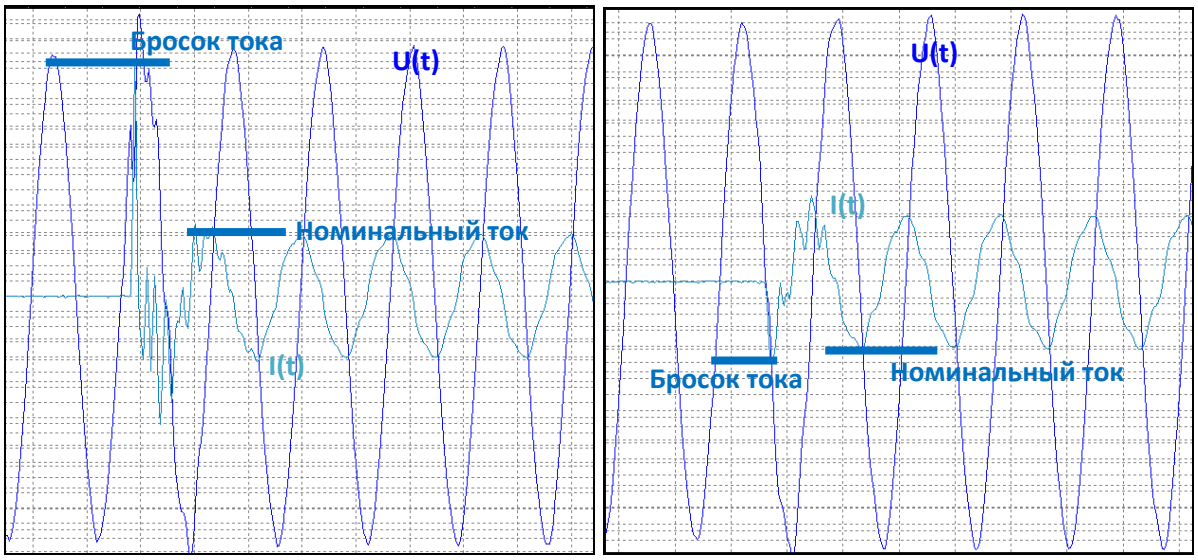


Рис.1 Осциллограммы токов и напряжений при включении БСК в различные моменты времени

На осциллограмме слева показано включение одной из фаз БСК в неоптимальный момент времени, когда фазное напряжение источника питания не равно нулю (в данном примере - около 45 эл. градусов), на осциллограмме справа - включение при переходе фазных напряжений через ноль. Можно видеть, что максимальное значение тока переходного процесса при включении в неоптимальный момент времени примерно в 4 раза превышает номинальное значение. Также необходимо отметить наличие коммутационного переходного процесса на осциллограмме напряжения на первом периоде после коммутации, который воздействует на остальное оборудование в электрической сети. Осциллограмма справа соответствует коммутации фазы

выключателя в оптимальный момент времени - при переходе фазного напряжения через ноль, и в этом случае значительно снижен бросок тока, а также минимизирован переходный процесс на осциллограмме напряжения.

В целом, управляемая коммутация дает максимальный эффект при независимом управлении моментами включения и отключения фаз выключателя, поэтому, в оптимальном случае, желательно применение выключателей со схемами пофазного управления.

Факторы, которые необходимо учитывать при выполнении управляемой коммутации оборудования.

Разброс времени коммутации выключателя

При использовании БСК в электроэнергетических системах с частотой 50 Гц, отклонение времени включения выключателя на ±1 мс приведет к включению выключателя при напряжении, равном 31% от номинального напряжения на источнике питания (16% при отклонении ±0,5 мс). Таким образом, разброс времени коммутации выключателя может оказать существенное влияние на точность определения желаемого момента коммутации выключателя.

В результате, чем выше стабильность времени коммутации выключателя, тем меньший бросок тока будет иметь место при включении выключателя в точке, близкой к оптимальной. В оптимальном случае, используемый для управляемой коммутации выключатель должен иметь диапазон разброса времени коммутации от ±0,5 мс до ±1 мс, при этом само время коммутации может быть разным для разных типов выключателей, но должно соответствовать паспортным значениям.

Скорость изменения диэлектрической прочности изоляции между контактами выключателя (*RDDS* и *RRDS*)

В отключенном состоянии выключателя контакты полностью изолированы друг относительно друга и диэлектрическая прочность выключателя определяется расстоянием между контактами и свойствами изолирующей среды (элегаз SF_6, воздух, вакуум и т.д.). В процессе включения выключателя электрическая прочность изоляции между его сближающимися контактами уменьшается от максимального значения до нуля со скоростью, определяемой конструкцией и типом выключателя. Для обозначения скорости снижения электрической прочности при коммутации выключателя в зарубежной практике широко применяется параметр *RDDS* (*Rate of Decrease of Dielectric Strength*). Аналогично для обозначения скорости возрастания электрической прочности изоляции между расходящимися контактами выключателя в процессе его отключения процесса отключения выключателя используется параметр *RRDS* (*Rate of Rise of Dielectric Strength*). Как правило, *RDDS* и *RRDS* измеряются в кВ/мс [3].

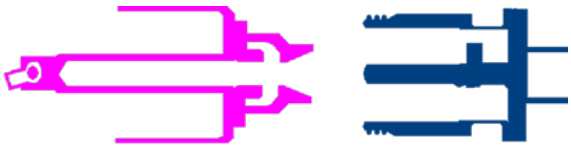
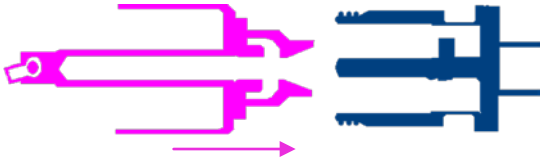
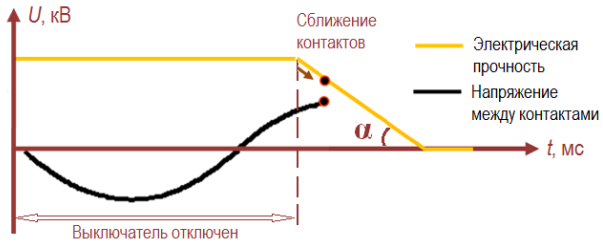
Влияние скорости изменения диэлектрической прочности изоляции между контактами выключателя на переходный процесс при коммутации рассмотрено далее на примере процесса включения высоковольтного выключателя.

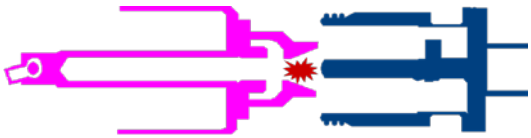
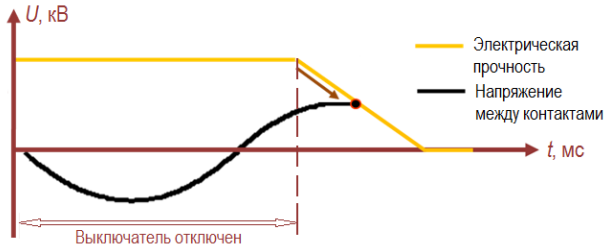
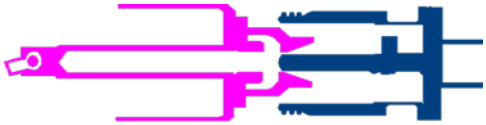
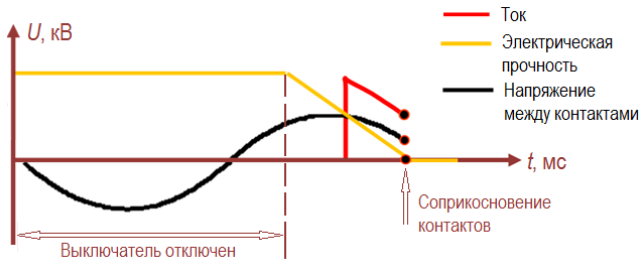
Анализ процесса включения выключателя

Для анализа процесса включения фаза выключателя может быть представлена как система из подвижного и неподвижного контактов. Ниже в табл. 1 рассмотрен условно разделенный на четыре характерных этапа процесс включения одной фазы выключателя:

1. Подвижный контакт, обозначенный красным цветом, движется в направлении неподвижного контакта, обозначенного синим цветом, снижается расстояние между контактами и электрическая прочность изоляции промежутка между контактами выключателя.
2. Скорость сближения контактов определяет наклон характеристики диэлектрической прочности выключателя (*RDDS*).
3. При сближении контактов, в определенный момент времени мгновенное значение напряжения на них превысит напряжение электрической прочности. В этот момент времени возникает электрическая дуга и начинается протекание тока через выключатель. При этом подвижный контакт будет продолжать движение до достижения своего конечного положения.
4. При соприкосновении контактов выключателя происходит погасание дуги.

Таблица 1.

Этап	Положение контактов выключателя (красный – подвижный, синий – неподвижный)	Графики, иллюстрирующие изменение тока и напряжения между контактами
1	Выключатель полностью отключен 	Максимальная электрическая прочность промежутка между контактами
2	Начало включения, контакты сближаются 	Уменьшение значения электрической прочности, скорость снижения электрической прочности *RDDS* = tg(α) 
3	Возникновение дуги между контактами, начинается протекание тока между контактами	Электрическая прочность уменьшилась до величины мгновенного напряжения между контактами

		
4	Соприкосновение контактов 	Погасание дуги между контактами 

Приведенное выше описание этапов включения выключателя показывает, что протекание тока через выключатель начинается не при соприкосновении контактов (механическое включение), а при возникновении электрической дуги между двумя контактами, при этом время горения дуги может отличаться в зависимости от приложенного к контактам выключателя напряжения и значения *RDDS*. В приведенном на рис. 2 примере момент механического соприкосновения контактов выключателя был выбран соответствующим фазному углу 120 эл. градусов, но протекание тока через выключатель началось раньше, при меньшем значении фазного угла (около 87 эл. градусов), и время горения дуги составило около 1,8 мс (соответствует 33 эл. градусам). Однако, когда момент механического включения выключателя был выбран соответствующим фазному углу 165 эл. градусов, время горения дуги снизилось до 0,7 мс (соответствует 12 эл. градусам), т.к. мгновенное значение напряжения в момент возникновения дуги было значительно меньше. Схожие изменения времени горения дуги наблюдаются при изменении значения *RDDS*. В примере на рис. 4 при механическом включении выключателя в момент, соответствующий фазному углу 225 эл. градусов, при той же характеристике *RDDS*, что и в предыдущем случае, время горения дуги составило 0,8 мс (соответствует 15 эл. градусам), а при более пологой *RDDS* увеличилось до 1,3 мс (соответствует 23 эл. градусам).

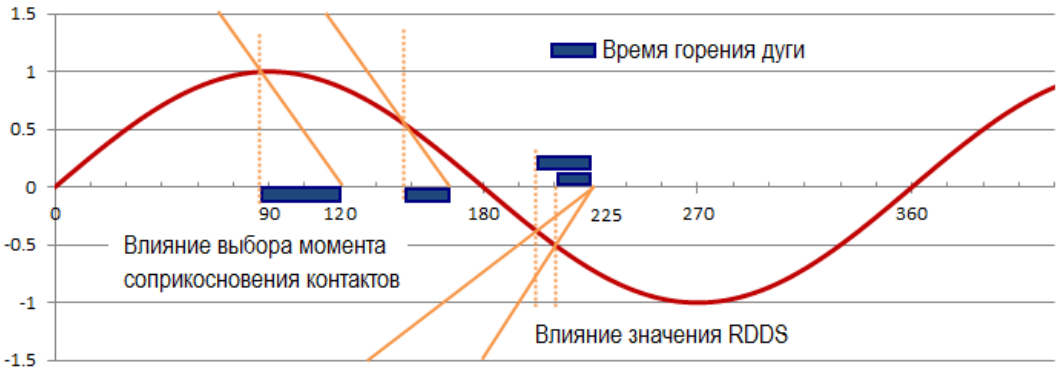


Рис. 2 Влияние выбора момента соприкосновения контактов выключателя и значения *RDDS* на время горения дуги

При анализе процессов коммутации выключателя удобно использовать значение *RDDS,* выраженные в относительных единицах (о.е.) и рассчитываемое как отношение значения *RDDS* к максимальному значению крутизны (скорости изменения) синусоидального напряжения в электрической сети. Как показано на рис. 3, для синусоидального напряжения максимальное значение крутизны имеет место в точках ее перехода через ноль.

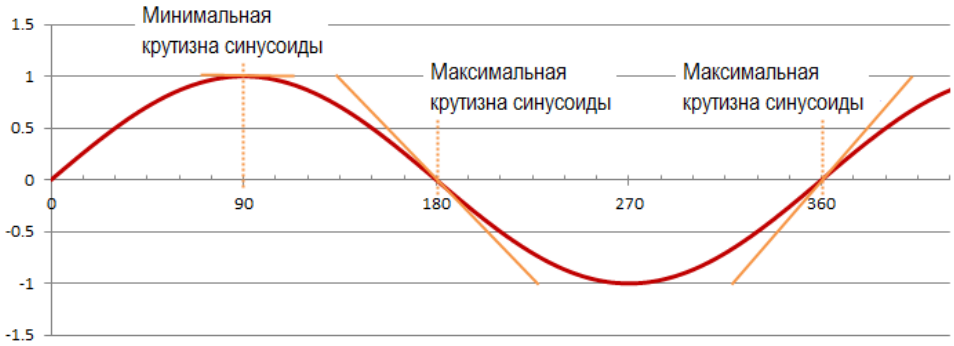


Рис. 3 Характеристики формы синусоидального напряжения

Таким образом, максимальное значение крутизны синусоидального напряжения в электрической сети, обозначенное как K_{max} (кВ/мс), может быть рассчитано по выражению:

$$K_{max} = U_{сети} \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{2\pi \cdot f_{сети}}{1000}, \qquad (1)$$

где: $U_{сети}$ – действующее значение линейного напряжения в электрической сети, кВ

$f_{сети}$ – частота электрической сети, Гц

Например, для электрической сети 220 кВ при частоте 50 Гц максимальная крутизна синусоидального напряжения составляет 56,40 кВ/мс. Когда выключатель имеет значение *RDDS*, равное максимальной крутизне напряжения электрической сети, можно готовить что относительное значение *RDDS* (о.е.) равно 1. Для других случаев значение *RDDS* (о.е.) может быть рассчитано как:

$$RDDS\ (\text{о.е.}) = \frac{RDDS\ (\text{кВ/мс})}{K_{max}\ (\text{кВ/мс})},\ \text{о.е.} \qquad (2)$$

При включении и отключении индуктивных и емкостных нагрузок, таких как, например, шунтирующие реакторы и БСК, корректный учет RDDS, RRDS и разброса времени коммутации выключателя позволяет произвести правильный выбор оптимального момента коммутации каждой фазы для снижения величины бросков тока и напряжения. Ниже в качестве примера рассмотрено влияние указанных параметров на выбор оптимального момента включения БСК.

Влияние *RDDS* и разброса времени включения выключателя на выбор оптимального момента включения БСК

Рассмотрим случай, когда значение *RDDS* (о.е.) выключателя меньше 1 (рис. 4). Если выключатель управляется таким образом, чтобы механическое соприкосновение его контактов произошло при переходе кривой напряжения через ноль, важным параметром будет время горения дуги, существующей пока значение электрической прочности ниже мгновенных значений напряжения электрической сети. Следовательно, желаемая точка включения должна быть смещена вправо по оси времени (в данном примере - примерно на 45 эл. градусов, из положения 1 в положение 2) до момента, где характеристика электрической прочности не будет пересекаться с кривой напряжения между контактами выключателя. В этом случае вследствие возникновения дуги протекание тока через выключатель начнется примерно на 15 эл. градусов раньше достижения желаемого момента включения. При смещении желаемого момента соприкосновения контактов выключателя из положения 1 в положение 2 избежать броска тока полностью не удастся, но его величина будет снижена, а также время горения дуги будет значительно меньшим ($t_2 < t_1$).

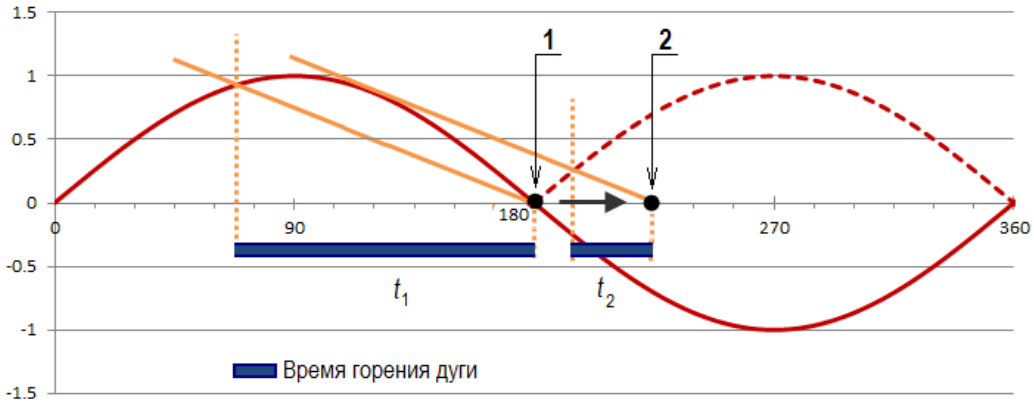


Рис. 4 Выбор момента включения выключателя БСК с учетом RDDS < 1 о.е.

Когда *RDDS* (о.е.) выключателя меньше 1 (т.е. наклон изображенной характеристики *RDDS* меньше угла наклона касательной в точке перехода синусоиды через ноль), не удается достичь оптимальной точки включения, близкой к моменту перехода кривой напряжения через ноль без зажигания дуги. Таким образом, для управляемой коммутации БСК нужно применять быстродействующие выключатели со значением *RDDS* (о.е.) большим или равным 1.

При расчете оптимального угла включения БСК важно также учитывать разброс времени механической коммутации выключателя, т.е. возможный диапазон отклонения указанной величины от паспортного значения. В приведенном на рис. 5 примере не учтенное при выборе желаемого угла включения отклонение времени включения (показано оранжевым пунктиром) приводит к возникновению дуги почти на половину периода раньше, чем предполагалось, при этом время горения дуги увеличится ($t_2 > t_1$). В этом случае вместо включения выключателя при фазном угле напряжения, близком к нулю, включение произойдет при напряжении, близком к амплитудному значению, что приведет к возникновению большого броска тока в БСК.

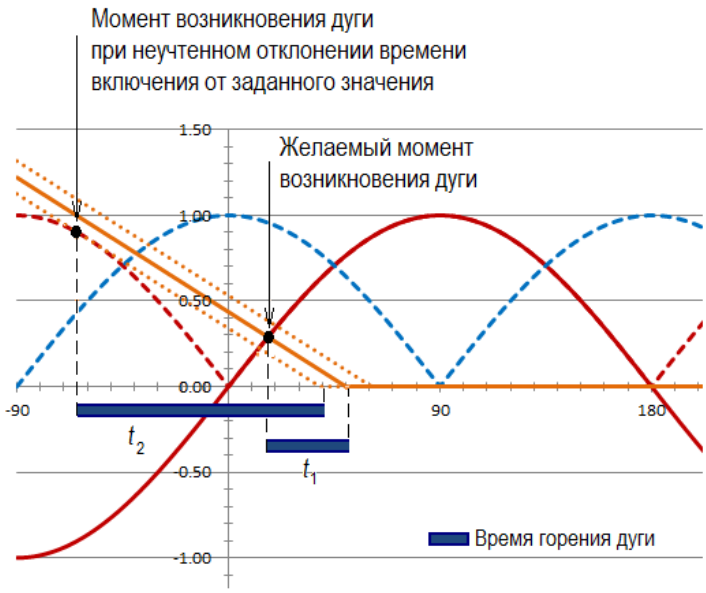


Рис. 5 Выбор момента включения выключателя БСК с учетом разброса времени коммутации выключателя

Устройства управления коммутацией, мониторинга и диагностики выключателей

Для реализации приведенных выше технологий управляемой коммутации необходимо применение современных интеллектуальных устройств, максимально полно учитывающих все возможные факторы (например, температуру окружающей среды, давление изолирующего газа в баке выключателя, значение оперативного напряжения цепей электромагнитов управления выключателем, а также историю и характеристики предыдущих операций и т.п.), влияющие на процесс коммутации выключателей. В связи с этим, в данных устройствах дополнительно могут быть реализованы функции диагностиги и мониторинга выключателя в режиме реального времени. Кроме того, устройство должно быть совместимо с современными системами АСУ ТП посредством современных коммуникационных протоколов связи (по стандарту МЭК 61850) и, для типизации решений и упрощения эксплуатации, иметь возможность применения с выключателями любых типов от различных производителей оборудования.

В качестве примера оборудования, удовлетворяющего вышеуказанным требованиям, можно привести устройство *SynchroTeq Plus*, производимое канадской компанией *VIZIMAX, Inc.*, уже

имеющее успешный 10-летний опыт применения в различных зарубежных странах. В этом устройстве реализованы технологии управления коммутацией, мониторинга и диагностики выключателей, позволяющие значительно снизить негативное воздействие переходных процессов, предотвратить броски тока намагничивания при включении силовых трансформаторов, уменьшить износ контактов выключателей, что в результате ведет к увеличению срока службы оборудования, снижению стоимости его технического обслуживания и уменьшению риска возникновения аварийных ситуаций.

Заключение

Технология управления коммутацией высоковольтных выключателей является одним из ключевых элементов в создании интеллектуальной энергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС). Особенно эффективно ее внедрение с целью продления эксплуатационного ресурса оборудования в условиях сокращения финансовых инвестиций и операционных расходов предприятий и организаций России.

Литература

[1] ГОСТ Р 54149-2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2012. – 20 с

[2] Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 22 февраля 2007 г. N 49 "О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)".

[3] *Controlled switching of HVAC circuit-breakers. Guidance for further applications including unloaded transformer switching, load and fault interruption and circuit-breaker uprating. CIGRÉ Working Group A*3.07 (*www.e-cigre.org*).

АНАЛИЗ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ АСУТП И РЗА ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ.

ВОЛОШИН А.А., ВОРОБЬЕВ В.С., СЕЛЕЗНЕВ М.И.
ФБГОУ ВПО «НИУ МЭИ», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС»

1. ВВЕДЕНИЕ.

С повышением уровня технического совершенства информационно-технологических систем и комплексов релейной защиты и автоматики (РЗА) на подстанциях экстремально увеличилось количество обрабатываемых и регистрируемых автоматизированными системами управления технологическими процессами (АСУТП) сигналов. Указанный рост объемов информации существенно усложняет оперативный контроль и анализ технологических процессов. Для обеспечения эффективной работы персонала требуется унификация и структурирование представления информации о состоянии силового оборудования и протекающих в нем процессов. Особенно важной эта задача становится при возникновении технологических нарушений, связанных с работой устройств РЗА. Важнейшим фактором эффективного решения задачи оперативного контроля состояния силового оборудования и анализа работы устройств РЗА является применение специализированной системы представления информации. Указанные системы представления информации разрабатываются в виде информационного обеспечения АСУТП и РЗА.

Существует несколько систем классификации и кодирования информации, которые в соответствии с действующим нормативно-техническими документами и рекомендациями могут применяться для разработки информационного обеспечения АСУТП и РЗА.

Но следует отметить, что кроме формального присвоения идентификаторов и классификации оборудования и сигналов, особую роль играет лингвистическое обозначение сигналов. Ведь именно лингвистическое обозначение сигналов, а не их коды, представляется оперативному персоналу энергообъектов в листах событий и на мнемосхемах автоматизированных рабочих мест. И именно от корректности лингвистического обозначения сигнала зависит понимание оперативным персоналом картины происходящего процесса и правильность принимаемых им решений по управлению оборудованием.

Однако, какие-либо стандарты или рекомендации по формированию лингвистического обозначения сигналов, а также связи лингвистического обозначения с системами классификации и кодирования в настоящее время отсутствуют. Поэтому возникает ситуация, когда информационное обеспечение РЗА и АСУТП, состоящее из десятков тысяч сигналов для одного энергообъекта, становится малополезным, так как в виду отсутствия формализации лингвистического обеспечения анализ накопленных данных персоналом становится практически невозможным.

Поэтому, необходим критический анализ практически применяемых в электроэнергетике систем классификации и кодирования информации и принципов лингвистического обозначения сигналов. Указанный анализ был выполнен на примере пяти действующих подстанций, оснащенных современными АСУТП и РЗА, выполненными по разным проектам и на разных программно-технических средствах.

2. СИСТЕМЫ КЛАССИФИКАЦИИ И КОДИРОВАНИЯ ИНФОРМАЦИИ.

Существующие системы классификации и кодирования информации развивались в течение нескольких десятков лет. К настоящему моменту накоплен огромный практический опыт применения таких систем в электроэнергетике. Часть из рассмотренных международных стандартов принята к использованию и в России, к ним относятся KKS, МЭК 61850 и CIM. Стандарт МЭК 81346 до настоящего времени не принят в России, хотя именно на базе этого стандарта должны формироваться идентификаторы по стандарту МЭК 61850, который является обязательным к применению при создании РЗА и АСУТП на подстанциях. Отличительной особенностью современных стандартов (МЭК 61850, CIM) является применение объектно-ориентированного подхода с четкой иерархий классов и использованием механизмов инкапсуляции, агрегации и ассоциации. Современные стандарты ориентированы в первую очередь на реализацию взаимодействия разных программно-технических комплексов и систем. При этом правила представления информации для непосредственных пользователей систем, таких как оперативный персонал подстанций (ПС), стандартами не регламентируются. Хотя, например, стандартом МЭК 61850 и предусмотрены соответствующие атрибуты, но правила их заполнения остаются за рамками этого стандарта. Поэтому, с одной стороны, рассмотренные стандарты предоставляют правила классификации и кодирования информации, но с другой стороны, непосредственное применение этих правил для формирования информационного и лингвистического обозначения сигналов, т.е. для формирования наименований сигналов, предоставляемых пользователям, оказывается практически невозможным.

Таким образом, в виду отсутствия принятых правил разработки лингвистического обеспечения и невозможности непосредственного применения для этого принятых систем классификации и кодирования информации, разработчики и проектировщики комплексов РЗА и АСУТП формируют наименования сигналов и определяют состав их атрибутов по

своему усмотрению. Указанное обстоятельство неизбежно приводит к тому, что этому вопросу не уделяется должного внимания и информационное обеспечение систем РЗА и АСУТП становится малополезным для оперативного персонала, так как не может обеспечить быстрого и точного анализа работы РЗА и хода технологического процесса.

3. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСУТП И РЗА.

Информационное обеспечение автоматизированной системы – это совокупность унифицированных форм документов, классификаторов и кодов информации, нормативной базы и реализованных решений по объемам, размещению, формам существования и распределению информации, применяемой в системе при ее функционировании. Основное назначение информационного обеспечения автоматизированной системы состоит в своевременном формировании и предоставлении достоверной информации для принятия решений на всех уровнях управления.

Информационное обеспечение АСУТП является одним из самых важных компонентов, на котором основывается функциональность автоматизированного комплекса, определяемая содержанием данных, системой кодирования, методами адресации, форматами данных и формами представления входной и выходной информации.

Информационное обеспечение АСУТП включает в себя:

1. исходные данные, используемые в процессе разработки или эксплуатации;
2. промежуточные данные, хранящиеся в базах данных реального времени, используемые для дальнейшей обработки;
3. выходные данные, передаваемые для реализации на исполнительные устройства, отображаемые визуально на панелях операторов, табло и мониторах рабочих станций;
4. принятые формы входных и выходных документов (электронных или бумажных);
5. принятую систему кодирования информации;
6. электронные архивы данных.

Для целостного понимания состава информационного обеспечения АСУТП его в общем случае можно представить двумя основными компонентами:

1. внемашинные данные – технологические регламенты, определяющий допустимые пределы изменения режимных параметров, условия аварийных отключений, порядок пуска и останова оборудования и т.п.
2. внутримашинные данные – входные сигналы, поступающие от датчиков, а также выходные сигналы на исполнительные устройства, архивы нарушений технологического регламента, графики изменений контролируемых параметров, сформированные на экране монитора и т.п.

В общем случае, информационное обеспечение АСУТП должно соответствовать ряду основополагающих требований:

1. достаточность для выполнения всех автоматизированных функций;
2. использование приятых классификаторов для кодирования информации, используемой только в рамках одной системы;
3. применение классификаторов вышестоящих систем управления для кодирования выходной информации, используемой на последующих уровнях (кроме специально оговоренных случаев);
4. совместимость с информационным обеспечением взаимодействующих систем по: содержанию, системе кодирования, методам адресации, форматам данных и форме представления получаемой и выдаваемой информации;
5. соответствие форм создаваемых документов требованиям общепринятых стандартов или нормативно-технических документов отдельного ведомства;
6. соответствие форм документов и видеокадров, вводимых, выводимых или корректируемых средствами системы, соответствующим техническим характеристикам данных средств;
7. организация совокупности информационных массивов в виде баз данных на машинных носителях;
8. удовлетворение требований пользователя системы по форме представления выходной информации;
9. применение общепринятых в данной предметной области терминов и сокращений в выходных документах;
10. наличие необходимых инструментов по контролю и обновлению данных в информационных массивах, восстановлению массивов после отказа каких-либо технических средств, а также контролю идентичности одноименной информации в базах данных.

Основой информационного обеспечения любой автоматизированной системы является сигнал со всеми присущими ему свойствами и атрибутами. В соответствии с принятой в ОАО «ФСК ЕЭС» концепцией по применению единой системы идентификации и кодирования сигналов на основе общей информационной модели энергообъекта для исчерпывающего описания любого сигнала обязательным является наличие следующих полей:

1. дата/время;
2. идентификатор – уникальное обозначение сигнала;
3. иерархический адрес - совокупность обозначений зоны объекта, присоединения, технологического оборудования, устройства;
4. наименование – смысловое значение;
5. текстовый статус – состояние в определенный момент времени;
6. символ типа – аварийный, предупредительный, общий и т.д.

Машинная кодировка события должна формироваться в соответствии с выбранной системой классификации и кодирования информации, которая может быть определена по стандартам МЭК или другим отраслевым и промышленным стандартам электроэнергетики.

Наименование сигналов целесообразно составлять по строго определенным правилам и принципам для избежания неоднозначной интерпретации, например, в соответствии с выстроенной единой информационной моделью энергообъекта.

Наименование (смысловое описание) события (сигнала) служит для непосредственного и четкого его сопоставления физическому процессу и объекту. Правилами формирования данного поля должно соблюдаться строгое единообразие в присвоении значений, определяемое ограниченным набором возможных вариаций, что, в свою очередь, должно обеспечить возможность применения инструментов автоматизированной обработки (фильтрации) для пользовательского анализа событий по технологическому признаку.

Символ типа события предназначен для разделения событий на отдельные группы, которые устанавливают разный приоритет вывода и отображения информации, для быстрого, предварительного и эффективного анализа технологических режимов. По своему назначению поле типа события, как правило, заполняется исключительно кодированным значением, так как данный вид представления является наиболее пригодным для фильтрации в режиме протекания технологического процесса.

Текстовое значение статуса каждого события может принимать только фиксированный ряд значений, предварительно заданных в системе и зависящих от технологических особенностей производственного процесса (например, «Вкл./Откл.» или «Введ./Вывед.», «Неиспр./Норма» и т.п.).

Информационное обеспечение комплекса микропроцессорных устройств РЗА в первую очередь характеризуется составом и полнотой информации о режиме контролируемого технологического оборудования. Устройства РЗА осуществляют первичную обработку дискретных и аналоговых сигналов, нормирование аналоговых величин, логическое формирование вспомогательных сигналов требуемые, прежде всего, для реализации основных технологических функций. Совместно с этим современные цифровые устройства РЗА обеспечивают высокую степень подготовки большого объема информации для ее интеграции в АСУТП.

От технических средств РЗА в комплекс АСУ ТП передается информация о срабатывании, пуске и состоянии технологических функций, включая виртуальные сигналы, формируемые в МП терминалах РЗА, данные по состоянию оборудования, положению органов ручного управления, неисправности и самодиагностике. Современные микропроцессорные терминалы релейной защиты, являясь многофункциональными устройствами, обеспечивают регистрацию и передачу в АСУТП и некоторого набора специфических данных, таких как осциллограммы и параметры ОМП, также входящих в состав информационного обеспечения комплекса РЗА. Кроме того, устройства РЗА являются для АСУТП источниками ряда первичных дискретных и аналоговых сигналов от основного электротехнического оборудования, совмещая выполнение защитных функций и функций по сигнализации и контролю технологического режима.

Среди основных задач комплекса РЗА, решаемых в рамках формирования его информационного обеспечения, как правило, выделяются следующие:

1. выявление произошедшего события;
2. внутренняя обработка сигнала события (для использования в алгоритме работы);
3. внутреннее ранжирование события по классу тревог;
4. информирование (визуальное, звуковое) персонала о событии;
5. преобразование или подготовка сигнала события для передачи в АСУТП.

В отличие от АСУТП лингвистическому описанию сигналов на уровне технических средств РЗА не уделяется столь существенного значения, а строгое соблюдение условий структурного обозначения сигналов не является

обязательным и особо не нормируется. Реализация требований к составу полей и единой системе кодирования зачастую трудновыполнима и ограничена низким уровнем инструментов настройки информационного обеспечения в микропроцессорных терминалах РЗА. Тем не менее, при определении сигнала в устройствах релейной защиты и автоматики принято оперировать его несколькими неотъемлемыми понятиями:

1. общий тип сигнала (дискретный/аналоговый, информационный/управляющий, физический/виртуальный);
2. смысловое значение сигнала;
3. атрибуты сигнала в соответствии с цифровым протоколом передачи данных.

Свойство типа сигнала обуславливается его физическими характеристиками и требованиями к последующему преобразованию и приведению сигнала к иной форме для реализации основных и вспомогательных функций РЗА.

Смысловое значение сигналам в устройствах РЗА присваивается для однозначной идентификации их физического представления, и, как правило, должно соответствовать принятой системе классификации, либо единой концепции назначения наименований и кодирования информации.

Настройка атрибутов сигналов комплекса технических средств РЗА и их подготовка для передачи в АСУТП выполняется в строгом соответствии со спецификациями цифровых протоколов передачи данных. Нарушение требований стандартов цифровой связи или их частичное несоблюдение может приводить к конфликтам взаимодействия с АСУТП и непредвиденным ситуациям, вплоть до прерываний в обмене информацией и ее невосполнимой потери.

Таким образом, по своему функциональному назначению информационное обеспечение РЗА выполняет только базовые функции для интеграции в АСУТП и предоставляет пользователю минимальный набор инструментов для анализа. Такой подход обусловлен, с одной стороны возможностью оперативного доступа к данным, с другой – невозможностью проведения объективного анализа технологического режима по всему электротехническому комплексу в объеме информации от одного отдельного устройства.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ АСУТП И РЗА ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ.

Качественная и количественная оценка информационного обеспечения АСУТП и РЗА, проведенная для пяти подстанций позволяет отметить ряд их общих особенностей и характерных отличий, а также сделать по ним несколько существенных выводов.

1. Принципы классификации, применяемые на разных энергообъектах, существенно различаются между собой и не соответствуют принятым стандартам.
2. В значительном количестве случаев наименования сигналов событий в составе информационного обеспечения составляются совершенно не оптимальным образом, включая зачастую излишнюю информацию, либо лишая событие всякого физического смысла, либо сильно искажая его в отношении сути технологического процесса.
3. Для большинства объектов автоматизации характерно отсутствие системного подхода к построению информационной базы сигналов автоматизированных систем, и как следствие частое не соблюдение единых правил по классификации и кодированию информации, присвоению наименований и обозначений сигналам в рамках общего информационного обеспечения.
4. Регулярно встречающимся недостатком в организации информационного обеспечения автоматизированных систем является размытие границ внутри лингвистического обозначения сигналов между его наименованием, описывающем технологическую привязку к процессу, и значением или статусом, однозначно определяющем событие сигнала в каждый момент времени. Необоснованное смешение имени и значения сигнала в его типовой структуре создает дополнительные затруднения в проведении разных форм анализа и обработки, в которых статус сигнала является предопределенным общим признаком информационной базы для сигналов, объединенных обобщенной технологической функцией.
5. Проблемы искажения и потери смысловых значений сигналов событий, а также их однозначной идентификации на всех этапах обработки и преобразования должны быть решены внедрением вертикально интегрированного подхода к классификации и кодированию информации от локальных информационно-технологических систем до уровня комплексной системы автоматизированного управления.

Проведенный анализ информационного обеспечения комплексов РЗА и АСУТП действующих подстанций выявил необходимость разработки регламентирующих документов по классификации и формированию лингвистического обозначения сигналов в рамках разработки их информационного обеспечения. В НТД должны быть определены состав атрибутов сигналов формируемых при разработке документации по РЗА, подлежащих передаче разработчикам АСУТП для дальнейшей обработки. А также состав атрибутов сигналов и унифицированные правила

формирования лингвистического обозначения сигналов для выполнения разработчиками АСУТП, на основе информации переданной от разработчиков РЗА. Для корректной разработки информационного обеспечения РЗА и АСУТП должна быть четко и нормативно определена граница ответственности разработчиков РЗА и АСУТП, в противном случае будут возникать инциденты, связанные с некорректной интерпретацией событий и сигналов, что наглядно подтверждается проведенным анализом информационного обеспечения.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Применяемые системы классификации и кодирования информации не могут быть непосредственно использованы для разработки информационного и лингвистического обеспечения. В настоящее время отсутствуют какие-либо стандарты или рекомендации по формированию названий сигналов для представления информации оперативному персоналу подстанций. Это приводит к крайне низкому качеству разработки информационного обеспечения РЗА и АСУТП. Поэтому, хотя общее количество сигналов, регистрируемых в АСУТП, сильно увеличилось за последние несколько лет, практическая ценность накапливаемой информации остается очень низкой, так как смысловое значение сигналов в базах данных, определяемых их названием, оказывается не пригодным для анализа технологических режимов и анализа работы РЗА. Данное обстоятельство подтверждено результатами анализа информационного обеспечения систем РЗА и АСУТП действующих подстанций. Для корректной разработки информационного обеспечения, включая лингвистическое обеспечение, требуется разработка соответствующих нормативно-технических документов, в которых должны быть регламентированы правила и нормы разработки информационного обеспечения, включая лингвистического обозначение, а также определено разграничение ответственности за формирование информационного обеспечения между разработчиками РЗА и АСУТП.

ПОСТРОЕНИЕ АДАПТИВНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СОСРЕДОТОЧЕННЫХ И РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6-35 КВ

Нагай В.И., Украинцев А.В., Сарры С.В., Нагай И.В., Носиковский А.В., Чмыхалов Г.Н. ФГБОУ ВПО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова»

Электрические распределительные сети 6-35 кВ являются весьма разветвленными и протяженными и обладают значительным разнообразием схем, режимов работы и режимов заземления нейтрали (изолированная, заземлённая через дугогасящий реактор и резистивно заземленная). Поэтому задача обеспечения надёжной работы таких сетей является сложной, не имеющей простого решения и в то же время весьма актуальной. Постоянное повышение требований к электрическим распределительным сетям, касающихся надёжности электроснабжения потребителей, сокращения времени аварийных отключений, повышения качества электроэнергии, повышения безопасности их работы и другого, обусловило рост интереса научных и исследовательских организаций к разработке различных устройств защиты и автоматики, работающих в таких сетях, а значительные возможности современной микропроцессорной техники привели к появлению большого числа сложных алгоритмов их работы.

Объектом исследования в данной работе является релейная защита сосредоточенных (комплектные распределительные устройства (КРУ)) и распределенных элементов (воздушные и кабельные линии) электрических распределительных сетей 6-35 кВ, основным преимуществом которых является возможность не прерывать питание при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) на воздушных или кабельных линиях. Однако данные повреждения зачастую является развивающимися повреждениями как на самих линиях, так и с возможным переходом повреждений в КРУ, что представляет достаточную опасность для них из-за ограниченной термической стойкости при дуговых междуфазных коротких замыканиях (КЗ). Электрическая дуга, появляющаяся в указанных электроустановках при междуфазных КЗ, обладает огромной мощностью и в малый промежуток времени выделяет в окружающее пространство большое количество тепловой энергии, что представляет серьезную угрозу эксплуатационному персоналу и может привести к повреждению значительного числа ячеек распределительного устройства. Это требует частичной или полной замены распределительного устройства, а длительное отключение электропитания вызывает существенные экономические потери как для поставщика, так и для потребителя электроэнергии.

Релейная защита сосредоточенных и распределённых элементов сетей 6-35 кВ должна удовлетворять ряду жёстких требований в части обеспечения селекции однофазных и междуфазных повреждений, обладая при этом высокой чувствительностью как при металлических замыканиях на землю, так и при замыканиях через высокое переходное сопротивление или через перемежающуюся электрическую дугу, и абсолютной селективностью независимо от конфигурации сети, режима её работы и независимо от вида повреждения, будь то внешние или внутренние замыкания на землю по отношению к КРУ, двойные замыканиях на землю во внешней сети (на отходящих от КРУ(Н) линиях), двойные замыкания, одна из точек, которых находится в КРУ(Н), или же внутренние междуфазные КЗ в КРУ, сопровождаемые горением электрической дуги. Кроме того, она должна формировать управляющие воздействия на защищаемую сеть с необходимым быстродействием исходя из степени опасности возникшего режима. А также обладать возможностью передачи информации о своей работе и контролируемых параметрах режима работы сети на верхний уровень автоматизированных систем управления с использованием каналов связи.

В данной работе рассматриваются принципы построения адаптивной релейной защиты от замыканий на землю и междуфазных КЗ в сетях с малыми токами замыканий на землю, обладающей функциями выявления и распознавания режимов с возможностью развития в опасные повреждения. Распознавание развивающихся повреждений возможно за счет расширения информационной базы релейной защиты, использования многомерного пространства информационных признаков (фазных токов и напряжений, токов и напряжений симметричных и ортогональных составляющих и скорости их изменения, высших гармонических составляющих сигналов, светового потока и т.д.), объединения отдельных измерительных органов и защит в централизованно-распределенную

систему. При таком подходе ряд функций, требующих высокого быстродействия и незначительного числа информационных признаков для своей работы, возлагается на локальные модули, а другие функции, требующие высокого объема исходной информации и значительных вычислений, на центральный модуль.

В существующих подходах к построению рассматриваемых защит на них возлагаются функции неселективной сигнализации, или же функции выявления поврежденного присоединения с действием на его отключение или сигнал. Необходимо отметить, что выявлению ОЗЗ в ячейках КРУ и на шинах не уделяется должного внимания, что обусловлено меньшей их вероятностью по сравнению с повреждениями во внешней сети. Большинство современных защит от ОЗЗ выполнены в виде отдельных децентрализованных устройств и реже в виде централизованных систем защиты, устанавливаемых в релейных отсеках ячеек и подключаемых к трансформаторам тока нулевой последовательности. При этом сложно, или практически невозможно обеспечить защиту шин, шинных мостов комплектных распределительных устройств и отсеков высоковольтного выключателя ячейки, так как они не входят в зону действия этих устройств. Применение описанного выше подхода позволяет избавиться от этих недостатков.

Аварийный режим (короткое замыкание, сопровождаемое электрической дугой) возможно предотвратить в ряде случаев, в том числе, при развивающемся дефекте изоляторов. Для этих целей предлагается использовать устройства со специальными алгоритмами функционирования. Авторами разработана адаптивная централизованно-распределенная система защиты с активными оптическими датчиками информации, целью которой является решение проблем использования большого количества информационных признаков для выявления аварийного режима и расширения функциональных возможностей устройства.

На рис.1 представлена структурная схема адаптивной централизованно-распределенной системы защиты, в состав которой входят активные датчики информации (АДИ), локальные устройства (ЛУ) и центральное устройство управления (ЦУУ). Активные датчики информации подключаются к локальным устройствам с помощью линии связи (ЛС), а последние в свою очередь соединены с центральным устройством управления информационной шиной данных (ШД).

Активные датчики информации располагаются в отсеках защищаемых ячеек КРУ и состоят из следующих элементов: фотодиода (ФД1), подключенного к измерительному органу (ИО1), устройства обработки информации (УОИ1.1), органа тестирования (ТО1) и устройства связи (УС1.1).

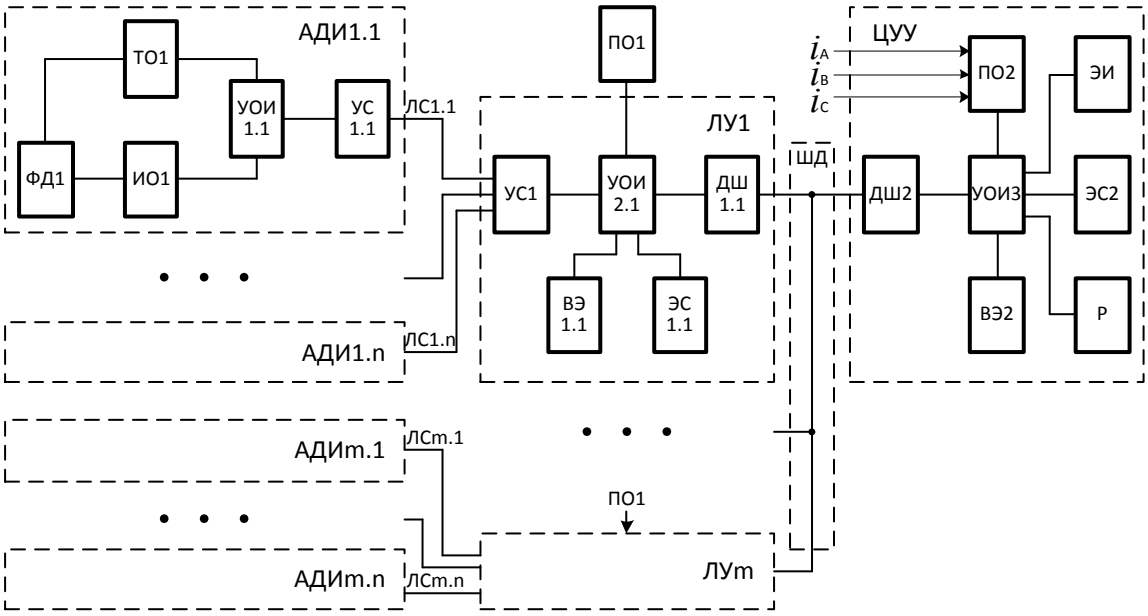


Рис.1 Структурная схема централизованно-распределенной системы защиты

Локальные устройства могут располагаться в релейном отсеке шкафа КРУ и в их состав входят устройство связи (УС1), устройство обработки информации (УОИ2.1), драйверы шины данных (ДШ1.1), выходной (ВЭ1.1) и сигнальный элементы (СЭ1.1). Локальное устройство получает информацию с подключенных к нему трансформаторов тока и трансформаторов напряжения и

обрабатывает данные о состоянии подключенных к нему активных датчиков информации и реализует быстродействующие алгоритмы, с контролем от пусковых органов ПО1 или ПО2, формируя сигнал на отключение повреждения. Число активных датчиков информации АДИ*n*, как правило, равно числу защищаемых отсеков *n* одной ячейки (шинного моста) КРУ, а число локальных устройств ЛУ*m* определяется количеством ячеек *m* одной секции шин.

Центральное устройство управления (ЦУУ) состоит из устройства обработки информации (УОИ3), драйвера шины данных (ДШ2), пускового органа (ПО2), регистратора событий (Р), элемента индикации (ЭИ), сигнального (ЭС2) и выходного элементов (ВЭ2). Центральное устройство управления при получении информации от локальных устройств позволяет реализовывать алгоритмы работы, обеспечивающие защиту шин, шинных мостов КРУ и отсеков высоковольтного выключателя ячейки, и произвести отключение стороны высшего напряжения питающего трансформатора, тем самым резервируя и дополняя работу локальных устройств. Обмен данными между ЦУУ и ЛУ производится по протоколу, позволяющему осуществлять арбитраж для разрешения конфликтных ситуаций в случае передачи данных сразу несколькими устройствами и имеющему несколько механизмов контроля и предотвращения ошибок. Шина данных выполняется в виде дифференциальной пары, что значительно повышает помехоустойчивость передаваемой информации. Также производится запись всех событий в регистраторе, а на элементе индикации возможен вывод информации о месте повреждения, неисправности датчиков или локальных устройств. ЦУУ позволяет также передавать информацию на верхний уровень АСУ.

На рисунке 2 представлен пример реализации централизованно-распределенной системы защиты для 2-х трансформаторной подстанции.

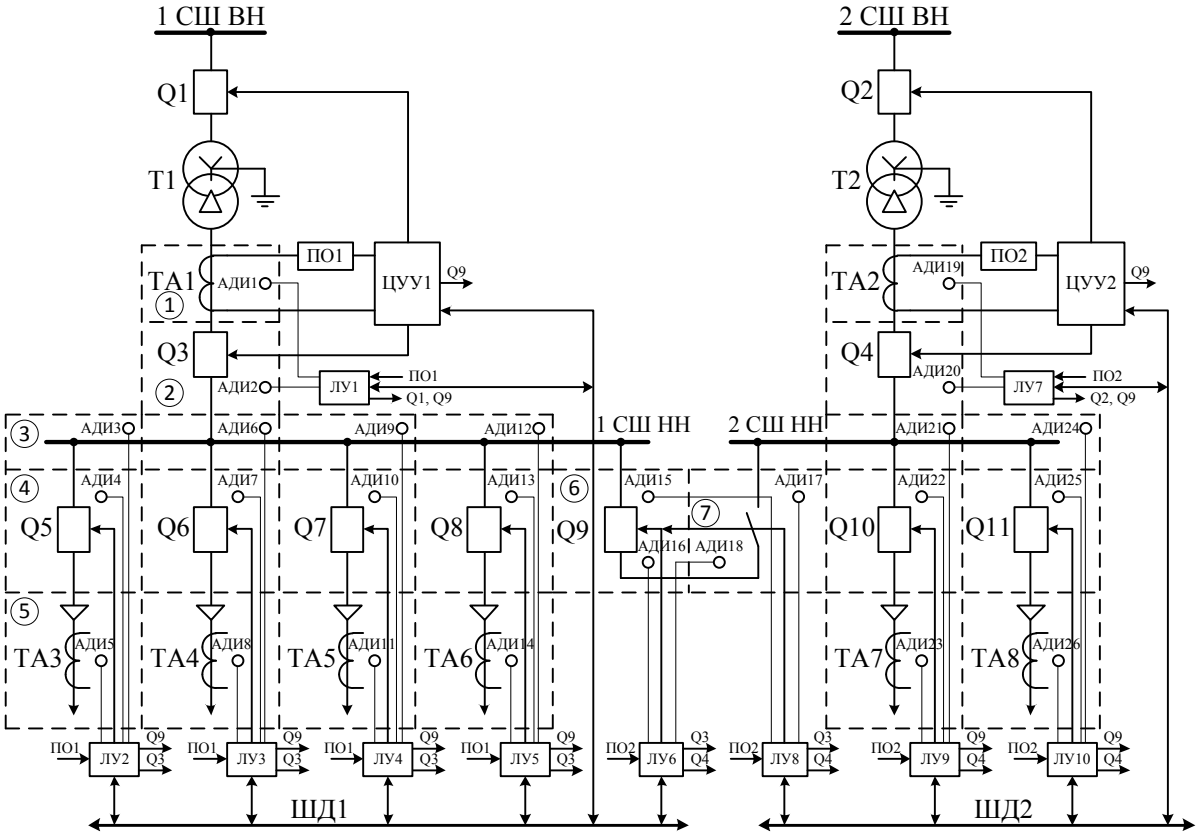


Рис.2 Пример реализации централизованно-распределенной системы дуговой защиты для двухтрансформаторной подстанции.

В релейных отсеках каждой ячейки устанавливаются локальные устройства (ЛУ1 – ЛУ10), а центральное устройство управления (ЦУУ1, ЦУУ2) размещается в одном из релейных отсеков ячейки ввода секции КРУ или на релейном щите подстанции. Локальные устройства могут обмениваться информацией с центральным устройством управления посредством шины данных (ШД1, ШД2). В отсеке шинного моста (зона 3), отсеках выключателей (зоны 2, 4 и 6), отсеках ТТ (зоны 1 и 5) и отсеке секционного разъединителя (зона 7) устанавливаются активные датчики

информации (АДИ1 – АДИ26). К локальным устройствам подключается пусковые органы ПО1 или ПО2, обеспечивающие контроль токов.

Алгоритм функционирования защиты может зависеть от того, в какой зоне произошло короткое замыкание (КЗ), а также от места установки локальных устройств. Так, например, если КЗ произошло в отсеке ТТ ячейки присоединения, то выходные реле локальных устройств обеспечивают формирование индивидуального воздействия на соответствующие выключатели линейных присоединений *Q5*-*Q8* (*Q10*-*Q11*), и с выдержкой времени на выключатели *Q3* (*Q4*) и *Q9* если повреждение не устранилось. Алгоритм функционирования для дугового КЗ в рассматриваемой зоне может быть представлен в виде:

$$F_{1n} = (X_{ПОk} + X_{ЦУУk}) \,\&\, Y_{ТТn} \,\&\, \overline{(Y_{ВПn} + Y_{Шm})}, \qquad (1)$$

$$F_{2n} = F_{1n} \,\&\, D_{T1}, \qquad (2)$$

где F_{1n} – выходной сигнал воздействия *n*-го локального устройства на отключение соответствующего выключателя отходящего присоединения; F_{2n} – выходной сигнал воздействия *n*-го локального устройства на отключение секционного выключателя и выключателя ввода; $X_{ПОk}$ – разрешающий сигнал пускового органа подключенного к трансформаторам тока ввода; $X_{ЦУУk}$ – разрешающий сигнал пускового органа в составе соответствующего ЦУУ (контролирует токи прямой и обратной последовательности); $Y_{ТТn}$ – сигнал датчика, установленного в отсеке трансформаторов тока и кабельной разделки; $Y_{ВПn}$ – сигнал датчика установленного в отсеке высоковольтного выключателя ячейки присоединения; $Y_{Шn}$ – сигнал датчика установленного в шинном отсеке; D_{T1} – первая выдержка времени.

При КЗ в отсеке выключателей или шинном отсеке ячейки присоединения локальные устройства без выдержки времени воздействуют на выключатели ячейки ввода *Q3* (*Q4*) и секционный выключатель *Q9*, а ЦУУ с выдержкой времени воздействуют на выключатели стороны высшего напряжения *Q1* (*Q2*) если повреждение не устранилось. Алгоритм действия защиты для данного случая:

$$F_{3n} = (X_{ПОk} + X_{ЦУУk}) \,\&\, (Y_{ВПn} + Y_{Шn}), \qquad (3)$$

$$F_{1m} = X_{ЦУУk} \,\&\, (Y_{ТТn} + Y_{ВПn} + Y_{Шn}) \,\&\, D_{T2}, \qquad (4)$$

где F_{3n} – выходной сигнал воздействия *n*-го локального устройства на отключение секционного выключателя и выключателя ввода без выдержки времени; F_{1m} – выходной сигнал воздействия ЦУУ на отключение выключателя стороны высшего напряжения; D_{T2} – вторая выдержка времени, причем $D_{T2} > D_{T1}$.

При повреждении в ячейке ввода отключаются секционный выключатель *Q9* и выключатель стороны высшего напряжения *Q1* (*Q2*), при этом локальное устройство, установленное в данной ячейке, действует по алгоритму (3) с тем отличием, что воздействие производится на указанные выключатели, а $Y_{Шn} = Y_{ТТn}$.

В случае возникновения КЗ в отсеке секционного разъединителя алгоритм работы аналогичен (1) при воздействии локального устройства на отключение секционного выключателя *Q9* и выключателя ввода *Q4*:

$$F_{1n} = (X_{ПОk} + X_{ЦУУk}) \,\&\, Y_{СР} \,\&\, Y_{СВ}, \qquad (5)$$

где $Y_{СР}$ – сигнал датчика установленного в отсеке секционного разъединителя ($Y_{СР} = Y_{ТТn}$); $Y_{СВ}$ – сигнал датчика установленного в отсеке секционного выключателя ($Y_{СВ} = Y_{ВПn}$).

При КЗ в отсеке секционного выключателя локальное устройство воздействует на отключение выключателей ввода *Q3* и *Q4*, а алгоритм его работы аналогичен (3):

$$F_{3n} = (X_{ПОk} + X_{ЦУУk}) \,\&\, Y_{СВ}, \qquad (6)$$

ЦУУ при КЗ в ячейке секционного выключателя (в любом отсеке), в случае если повреждение не устранилось, работает аналогично алгоритму (4) с воздействием на отключение выключателя стороны высшего напряжения *Q1* (*Q2*):

$$F_{1m} = X_{ЦУУk} \,\&\, (Y_{CP} + Y_{CB}) \,\&\, D_{T2}, \qquad (7)$$

На подстанциях с малым количеством отходящих присоединений предусмотрена возможность реализации системы дуговой защиты по принципу индивидуального исполнения. При этом локальные устройства могут работать самостоятельно и нет необходимости в установке центрального устройства управления. В данном случае срабатывание активных датчиков информации может контролироваться пусковыми органами других защит. При этом защита работает согласно алгоритмам (1–3).

Короткие замыкания в ячейках КРУ, как правило, развиваются из однофазных замыканий с последующим переходом в двухфазные и затем в трехфазные КЗ. Также возможно появление двухфазного КЗ с развитием в трехфазное КЗ. Двухфазное КЗ сопровождается появлением симметричных составляющих токов обратной последовательности. При переходе в трехфазное КЗ несимметрия не исчезает, что обусловлено неравенством длин электрических дуг, а также возможным их горением между крайними фазами и средней фазой [1,2]. Следовательно, достаточно эффективным способом выявления наличия электрической дуги является контроль токов обратной последовательности. Поэтому в защите для повышения надежности распознавания дугового КЗ предусмотрен пусковой орган ПО2, позволяющий наряду с контролем величины фазных токов выполнить контроль токов обратной последовательности.

Горение электрической дуги может сопровождаться расплавлением, прогоранием токоведущих частей и изолирующих материалов отсеков в электроустановках открытого и корпусного типа, что приводит к перемещению столба дуги под воздействием воздушных потоков и электродинамических сил по токоведущим частям высоковольтной электроустановки и изменению вида повреждения. Например, однофазное замыкание на землю может перерасти в двойное замыкание на землю, а на следующем этапе из-за малых расстояний между токоведущими частями на стороне низшего напряжения 6-10 кВ – в трехфазное КЗ. Таким образом, развивающийся характер повреждения является признаком дугового КЗ через переходное сопротивление [3].

В адаптивной многопараметрической централизованно-распределенной системе защиты предлагается реализовать алгоритмы динамических измерительных органов, контролирующих изменение входных сигналов (рис. 3). Информационным признаком аварийного режима является динамический процесс образования двухфазного КЗ (момент времени t_1 на рис. 3,*а*) с появлением напряжения нулевой последовательности из-за касания столбом электрической дуги заземленного корпуса КРУ (момент времени t_2), равного напряжению неповрежденной фазы, с последующим его уменьшением до (300-500) В (момент времени t_3, соответствующий горению трех дуг). На начальном этапе развития аварийного режима значение тока обратной последовательности $I_{2\max}$ максимально, а после перехода в трехфазное КЗ его значение уменьшается $I_{2\min}$, но не равно нулю из-за наличия несимметрии, обусловленной неравенством длин электрических дуг. Также режим дугового КЗ характеризует появление высших гармонических составляющих напряжения. При этом возможен контроль 2-й, 3-й, 5-й, 6-й и 7-й гармоник. Дуговому КЗ также часто предшествует однофазное замыкание (момент времени t_1 на рис. 3,*б*), с последующим развитием в междуфазное КЗ: на первом этапе в двухфазное (момент времени t_2), а затем и в трехфазное КЗ (момент времени t_3), сопровождаемое электрической дугой.

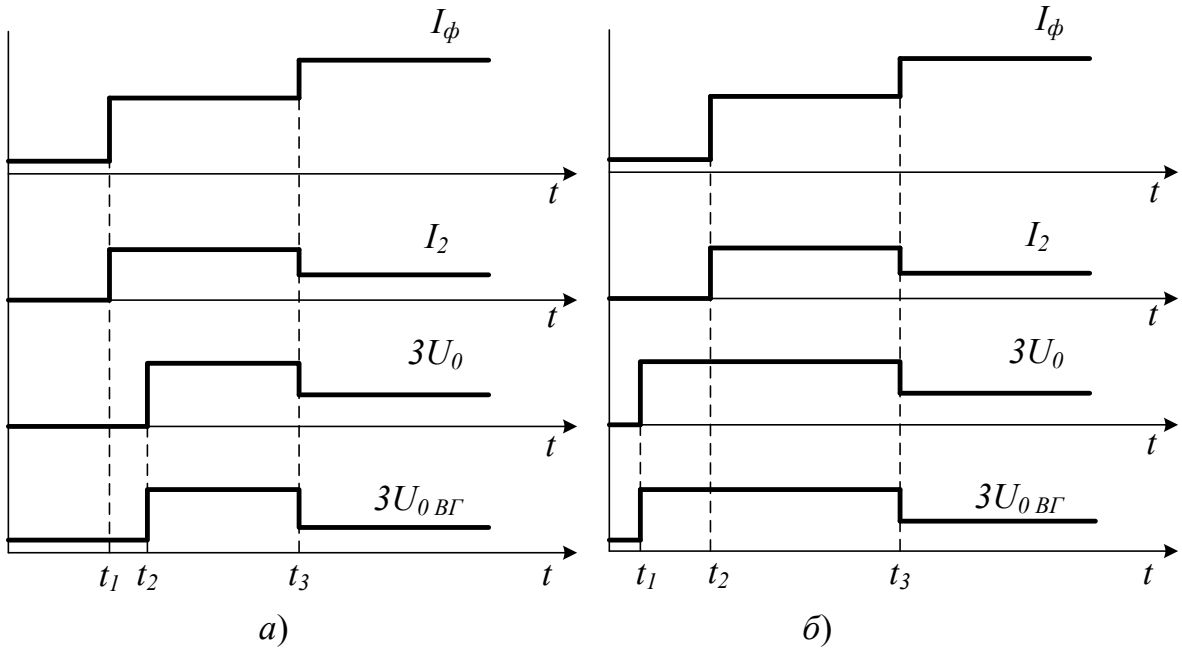


Рис.3. Изменение контролируемых сигналов при развивающемся дуговом КЗ: а) – образование двухфазного КЗ (t_1) с последующим переходом в трёхфазное (t_3); б) – образование однофазного замыкания (t_1), с развитием его сначала в двухфазное (t_2), а затем и в трёхфазное КЗ.

Таким образом, в работе предлагается создание систем релейной защиты, объединяющих функции как быстродействующей защиты от дуговых коротких замыканий, так и функции контроля уровня изоляции токоведущих частей и выявления ОЗЗ внутри энергообъекта. При возникновении ОЗЗ определяется место повреждения и принимаются меры по его локализации и/или ликвидации, а при возникновении междуфазного короткого замыкания или дальнейшем развитии ОЗЗ поврежденный элемент энергообъекта быстро отключается.

Одним из алгоритмов действия такой защиты предложен контроль и выявление перенапряжений в фазах защищаемых присоединений. В связи с тем, что такие перенапряжения часто приводят к дальнейшему развитию повреждения, предлагается в случае перенапряжений действовать на отключение поврежденного элемента без выдержки времени (или с минимальной выдержкой времени), в отличие от устойчивого металлического замыкания на землю, которое не сопровождается опасными перенапряжениями. Алгоритмы защиты от внутренних дуговых замыканий на землю, сопровождающихся перенапряжениями:

$$F_1 = \begin{cases} 1, & \sum_{i=1}^{n} I_{0i} > I_{уст} \\ 0, & \sum_{i=1}^{n} I_{0i} < I_{уст} \end{cases}, \qquad (8)$$

$$F_2 = \begin{cases} 1, & 3U_{0\,1Г} > U_{уст\,0} \\ 0, & 3U_{0\,1Г} < U_{уст\,0} \end{cases}, \qquad (9)$$

$$F_3 = \begin{cases} 1, & 3U_{0\,ВГ} > U_{уст\,ВГ} \\ 0, & 3U_{0\,ВГ} < U_{уст\,ВГ} \end{cases}, \qquad (10)$$

$$F_4 = \begin{cases} 1, & \max\{U_A, U_B, U_C\} > U_{уст\,П} \\ 0, & \max\{U_A, U_B, U_C\} < U_{уст\,П} \end{cases}, \qquad (11)$$

$$F_{ЗАЩ} = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot D^t , \qquad (12)$$

где F_1, F_2, F_3 и F_4 – выходной сигнал органов максимально-токового нулевой последовательности, напряжения нулевой последовательности основной частоты, высших гармонических составляющих напряжения нулевой последовательности, перенапряжений соответственно, D^t – выходной сигнал органа выдержки времени, $F_{ЗАЩ}$ – выходной сигнал защиты, равный 1 при срабатывании и 0 в исходном состоянии, I_{0i} – ток нулевой последовательности i-го присоединения, $I_{УСТ}$ – уставка максимально-токового органа нулевой последовательности $U_{0\ 1Г}$ – напряжение нулевой последовательности, $U_{УСТ\ 0}$ – уставка органа напряжения нулевой последовательности, $U_{0\ ВГ}$ – напряжение высших гармонических составляющих в напряжении нулевой последовательности, $U_{УСТ\ ВГ}$ – уставка органа высших гармонических составляющих напряжения нулевой последовательности, U_A,U_B,U_C – фазные напряжения, $U_{УСТ\ П}$ – уставка органа перенапряжений.

Эффективность распознавания различных видов повреждений можно повысить за счет использования нескольких способов построения, что имеет место в многопараметрических защитах с контролем: тока и напряжения нулевой последовательности основной частоты, переходного процесса ОЗЗ, направления мощности нулевой последовательности, относительного замера как основной гармоники тока замыкания на землю, так и его высокочастотных составляющих, токов наложения на защищаемую сеть и других параметров сигналов. Применение одного или нескольких из перечисленных способов построения в составе адаптивного алгоритма позволит проводить эффективную селекцию возникающих повреждений и в соответствии с этим формировать воздействия на защищаемую сеть. Своевременное выявление внутренних ОЗЗ в электроустановках корпусной конструкции и отключение поврежденного элемента позволяет предотвратить их развитие в междуфазное КЗ, сопровождаемое электрической дугой.

Литература

[1] Майкопар А.С. Дуговые замыкания на линиях электропередачи. – М.; Л.: Энергия, 1965. – 200 с.

[2] Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. – Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.

[3] Нагай В.И., Нагай И.В., Украинцев А.В., Киреев П.С., Сарры С.В. Коррекция сигналов резервных защит при наличии переходного сопротивления электрической дуги.// 4-ая Межд. научн.-техн. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем»: Сб. статей и аннот.докл, Екатеринбург, 3-7.июня 2013 г. Секция С. Доклад С1.2-6. – С. 1-8.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВНЫХ ЗАЩИТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6-110 КВ

НАГАЙ И.В., КИРЕЕВ П.С., НАГАЙ В.И., НЕДОСЕКОВ Н.А.
ФГБОУ ВПО «ЮЖНО-РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ (НПИ) ИМЕНИ М.И. ПЛАТОВА»

Ответвительные и промежуточные подстанции электрических распределительных сетей напряжением 110 кВ являются одним из самых распространенных источников питания потребителей. Несмотря на существующие тенденции модернизации данных подстанций, связанные с заменой разъединителей и короткозамыкателей на полноценные выключатели и оснащение их современными микропроцессорными защитами, проблема резервирования не стала менее актуальной, что подтверждается рядом публикаций в научно-технических журналах, например, одного из ведущих специалистов в данной области канд. техн. наук И.Ф. Маруды [1-3]. Актуальность рассматриваемого вопроса обусловлена трудностью распознавания аварийных режимов на фоне нормальных нагрузочных режимов, пусковых режимов мощных электродвигателей, режимов включения силовых трансформаторов на холостой ход и т.д. При этом наличие переходного сопротивления в месте повреждения приводит к снижению тока и увеличению сопротивления короткозамкнутой цепи, т.е. смещению области аварийного режима в сторону области нагрузочного режима. Не исключено пересечение этих областей, особенно при наличии мощной двигательной нагрузки на смежных подстанциях по отношению к защищаемой подстанции.

Как правило, междуфазные короткие замыкания на стороне низшего напряжения рассматриваемых подстанций сопровождаются горением электрической дуги между токоведущими частями, что приводит к появлению переходного сопротивления в месте повреждения. Как известно [4-8], величина переходного сопротивления, определяемого параметрами столба высоковольтной электрической дуги: длиной столба дуги $l_д$, напряженностью электрического поля $E_д$ и сопротивлением короткозамкнутой цепи (рис.1), может быть представлена [4]:

$$R_д = \frac{-B+\sqrt{B^2-4AC}}{2A}, \qquad (1)$$

где $A = 3\left(\frac{U_д}{E_{экв}}\right)^2 - 1$; $B = 6\left(\frac{U_д}{E_{экв}}\right)^2 X_{экв}\frac{1}{tg\varphi_{экв}}$; $C = 3\left(\frac{U_д}{E_{экв}}\right)^2 X_{экв}\left[1+(\frac{1}{tg\varphi_{экв}})^2\right]$; $\underline{Z}_{экв} = \frac{\underline{Z}_2\underline{Z}_1}{\underline{Z}_1+\underline{Z}_2}$, $\dot{E}_{экв} = \frac{\dot{E}_1\underline{Z}_2+\dot{E}_2\underline{Z}_1}{\underline{Z}_1+\underline{Z}_2}$, $U_д$ – падение напряжения на столбе электрической дуги; $\dot{E}_{экв}$ – эквивалентная ЭДС двух источников $\dot{E}_1$ и $\dot{E}_2$; $\underline{Z}_1$, $\underline{Z}_2$ – сопротивление систем $G1$ и $G2$; $R_{экв}, X_{экв}$, $\varphi_{экв}$ – активная, реактивная составляющие сопротивления $Z_{экв}$ и его аргумент соответственно, $\underline{Z}_{тр}$ – сопротивление трансформатора.

Сопротивление короткозамкнутой цепи равно: $\underline{Z}_{кз} = (R_{экв}+R_{общ}) + j(X_{экв}+X_{общ})$, а ток КЗ за трансформатором $\dot{I}_{кз} = \dot{E}_{экв}/(\underline{Z}_{экв}+\underline{Z}_д)$, где $R_{общ}, X_{общ}$ – активное и реактивное составляющие сопротивления короткозамкнутой цепи. Для схемы на рис.1*а*: $R_{общ} = R_{тр}+R_д$, $X_{общ} = X_{тр}$, $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_{G1}+\underline{Z}_{W1}$, $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_{G2}+\underline{Z}_{W2}$, а для схемы на рис.1*б*: $R_{общ} = R_д$, $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_{G1}+\underline{Z}_{W1}+\underline{Z}_{тр}$, $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_{G2}+\underline{Z}_{W2}$, где $\underline{Z}_{G1}$, $\underline{Z}_{G2}$ – сопротивление систем $G1$ и $G2$, $\underline{Z}_{W1}$, $\underline{Z}_{W2}$ – сопротивление ВЛ $W1$ и $W2$.

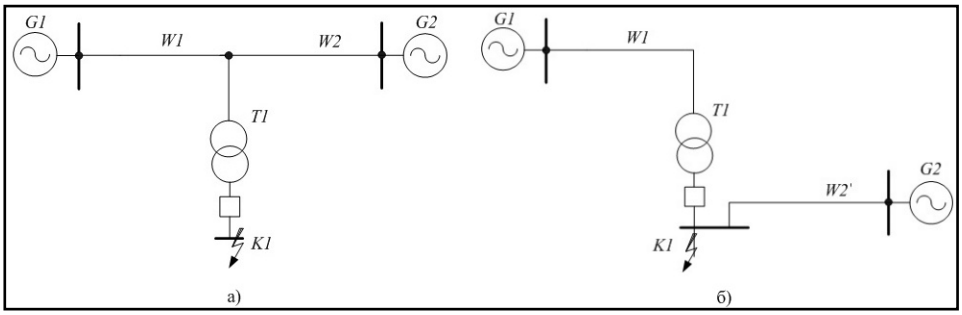


Рис.1. Схема защищаемой сети при наличии подпитки со стороны высшего напряжения (*а*) и стороны низшего напряжения (*б*).

Необходимо отметить, что при наличии подпитки со стороны высшего напряжения [9] (рис.1*а*) $\dot{E}_1 \approx \dot{E}_2$. Токи со стороны передающей $I1$ и приемной $I2$ сторон транзитной ВЛ при междуфазном КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора $T1$ и наличии переходного сопротивления:

$$\dot{I}1 = \frac{(R_д+\underline{Z}_{тр})(\dot{E}1-\dot{E}2)+\dot{E}1\underline{Z}_2}{\underline{Z}_1\underline{Z}_2+(\underline{Z}_1+\underline{Z}_2)\underline{Z}_{тр}+(\underline{Z}_1+\underline{Z}_2)R_д}, \quad \dot{I}2 = \frac{(R_д+\underline{Z}_{тр})(\dot{E}2-\dot{E}1)+\dot{E}2\underline{Z}_1}{\underline{Z}_1\underline{Z}_2+(\underline{Z}_1+\underline{Z}_2)\underline{Z}_{тр}+(\underline{Z}_1+\underline{Z}_2)R_д}, \qquad (2)$$

а их сопротивления соответственно равны: $\underline{Z}rel1 = (\dot{E}1-\dot{I}1\underline{Z}_{G1})/\dot{I}1$ и $\underline{Z}rel2 = (\dot{E}2-\dot{I}2\underline{Z}_{G2})/\dot{I}2$. Амплитудно-фазовые портреты рассматриваемого режима для следующих параметров электрической сети: $S_{тр} = (2{,}5\div16)$ МВА, $\underline{Z}_{G1} = (2\div5)e^{j75^\circ}$ Ом, $\underline{Z}_{G2} = (2\div10)e^{j75^\circ}$ Ом, $\underline{Z}_{W1} = (2\div15)e^{j(65^\circ\div75^\circ)}$ Ом, $\underline{Z}_{W2} = (2\div15)e^{j(65^\circ\div75^\circ)}$ Ом, $0{,}95\dot{E}1e^{j(-5^\circ\div5^\circ)} \le \dot{E}2 \le 1{,}05\dot{E}1e^{j(-5^\circ\div5^\circ)}$, $0 \le U_д \le 0{,}3U_{ном}$

приведены на рис.2. При этом за базу приняты сопротивление защищаемого трансформатора $Z_{тр}$ (его реактивная составляющая $X_{тр}$) и ток КЗ $Ikzt$. Диапазон изменения сопротивлений $1{,}05Zrel1/Z_{тр} \le 1{,}8$ и $0{,}9Zrel1/Z_{тр} \le 1{,}75$, их аргументы: $45^\circ \le \varphi_{I1} \le 100^\circ$ и $80^\circ \le \varphi_{I2} \le 130^\circ$, модули токов: $0{,}55 \le I1/I_{тр} \le 1{,}0$ и $0{,}6 \le I2/I_{тр} \le 1{,}2$.

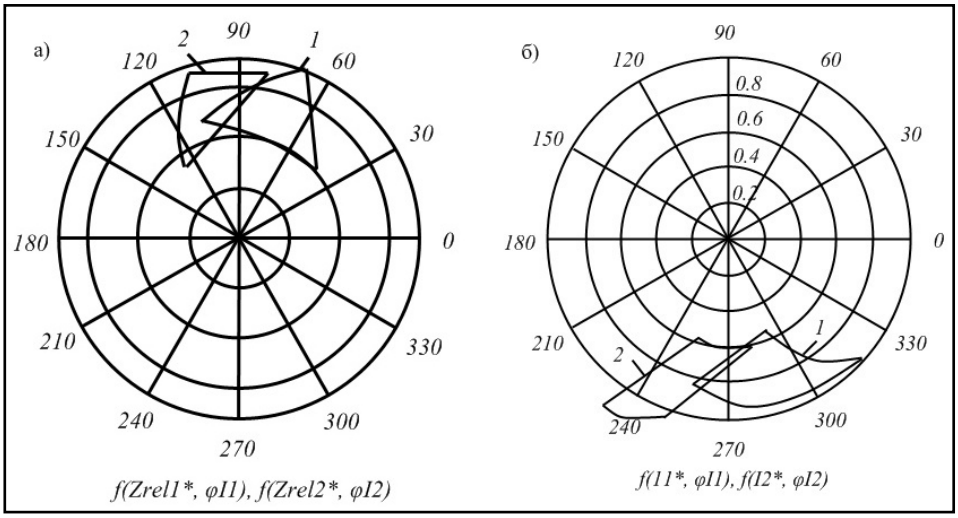


Рис.2. Области сопротивлений (а) (1 – $Zrel1$; 2 – $Zrel2$) и токов (б) (1 – $I1$; 2 – $I2$) со стороны передающей (1) и приемной (2) подстанций транзитной ВЛ при междуфазном КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора и наличии переходного сопротивления

Существенное влияние на контролируемые параметры (сопротивление и токи) оказывает переходное сопротивление. Их зависимости для трансформатора мощностью $S_{тр} \le 16$ МВА от падения напряжения на столбе дуги приведены на рис.3. В данном случае чувствительность защиты со стороны приемной стороны ВЛ ниже, чем со стороны передающей стороны.

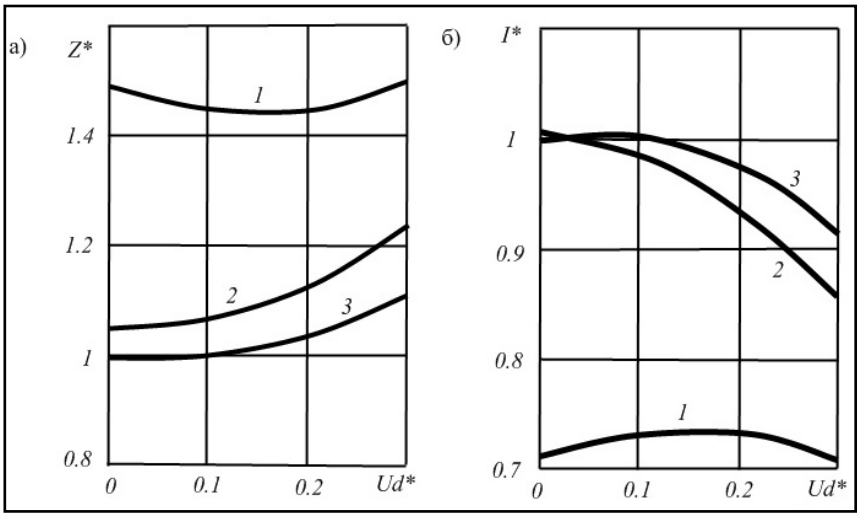


Рис.3. Зависимости сопротивлений (*а*) и токов (*б*): 1,2 – со стороны приемной и передающей сторон транзитной ВЛ при междуфазном КЗ на стороне НН трансформатора, 3 – сопротивление и ток ветви поврежденного трансформатора в зависимости от падения напряжения на столбе дуги.

При наличии подпитки со стороны низшего напряжения, что возможно при включении секционного выключателя на стороне НН (рис.4,*а,в*) или наличии мощных электродвигателей (рис.4,*б,г*), также происходит значительное изменение модулей и аргументов сопротивлений и токов.

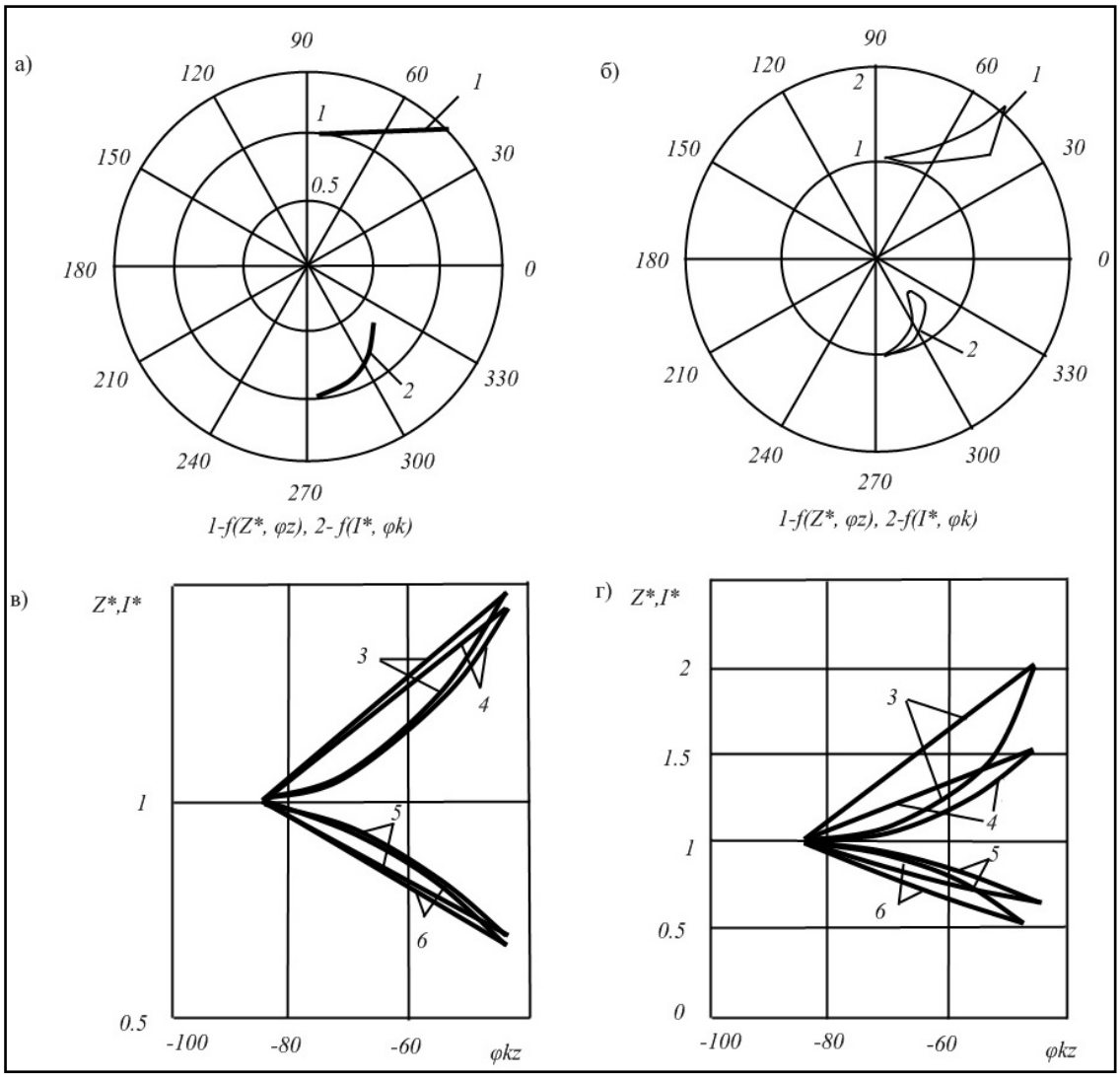


Рис.4. Амплитудно-фазовые портреты сопротивлений и токов со стороны питающей подстанции при междуфазном КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора и наличии подпитки со стороны низшего напряжения и переходного сопротивления: *а* – 1 – сопротивление $Zk/Z_{тр}$, 2 – ток $Ik/I_{тр}$, *в* – 3 – $Zk/Z_{тр}$ для $S_{тр}=6{,}3$ МВА, *4* – $Zk/Z_{тр}$ для $S_{тр}=25$ МВА, *5*– $Ik/I_{тр}$ для $S_{тр}=6{,}3$ МВА, *6* – $Ik/I_{тр}$ для $S_{тр}=25$ МВА – при наличии подпитки от трансформатора Т2; *б* – 1 – сопротивление $Zk/Z_{тр}$, 2 – ток $Ik/I_{тр}$, *г* – 3 – $Zk/Z_{тр}$ для $S_{тр}=6{,}3$ МВА, *4* – $Zk/Z_{тр}$ для $S_{тр}=25$ МВА, *5*– $Ik/I_{тр}$ для $S_{тр}=6{,}3$ МВА, *6* – $Ik/I_{тр}$ для $S_{тр}=25$ МВА – при наличии подпитки от ЭД, напряжение на выводах которого достигло значения $U_{ЭД}=0{,}5U_{ном}$.

В первом случае напряжение со стороны источника подпитки неизменно, а во втором случае – при выбеге ЭД происходит снижение напряжения на его выводах что отражается и на изменении контролируемых параметров со стороны основного источника питания. Диапазон изменения сопротивлений $1{,}0 \le Zk/Z_{тр} \le 1{,}5$ и токов $0{,}65 \le Ik/I_{тр} \le 1{,}0$ при наличии подпитки на стороне НН от трансформатора мощностью $S_{тр} \le 6{,}3$ МВА и $1{,}0 \le Zk/Z_{тр} \le 2{,}0$ ($0{,}5 \le Ik/I_{тр} \le 1{,}0$) при наличии подпитки от ЭД $P_{Д} \le 5{,}0$ МВт и снижении напряжения до 50% номинального значения, аргументы: $45^{\circ} \le \varphi_z \le 85^{\circ}$ и $45^{\circ} \le \varphi_k \le 85^{\circ}$.

Таким образом, наличие подпитки со стороны НН приводит к снижению токов короткого замыкания и, соответственно, повышению сопротивления на зажимах реле сопротивлений со стороны основного источника питания. При этом происходит существенное уменьшение аргументов токов (сопротивлений) в сторону режимов нагрузки, что должно быть учтено при выборе параметров срабатывания защиты дальнего резервирования.

Также эффективным способом разделения областей альтернативных режимов является формирование входных сигналов на основе реактивной составляющей с торможением от активной составляющей. Алгоритмы формирования входных сигналов для режимов пуска и КЗ с учетом нагрузочной составляющей приведены ниже:

– пуск ЭД

$$\Delta I1FAMkp = \left|\dot{I}L1kp\right|\cos(\varphi L1kp) - kt\left|\dot{I}L1\text{нг}\right|\cos(\varphi L1\text{нг}), \quad (3)$$

$$\Delta I1FRMkp = \left|\dot{I}L1kp\right|\sin(\varphi L1kp) - kt\left|\dot{I}L1\text{нг}\right|\cos(\varphi L1\text{нг}), \quad (4)$$

$$\Delta I1FRAFkp = \left|\dot{I}L1kp - \dot{I}L1\text{нг}\right|\sin(\varphi L1kp) - kt\left|\dot{I}L1kp - \dot{I}L1\text{нг}\right|\cos(\varphi L1\text{нг}), \quad (5)$$

$$\Delta I1FRAkp = \left|\dot{I}L1kp - \dot{I}L1\text{нг}\right|\sin(\Delta\varphi L1kp) - kt\left|\dot{I}L1kp - \dot{I}L1\text{нг}\right|\cos(\Delta\varphi L1\text{нг}), \quad (6)$$

$$\Delta I1FRkp = \left|\dot{I}L1kp - \dot{I}L1\text{нг}\right|\sin(\Delta\varphi L1kp), \quad (7)$$

$$\Delta I1FAkp = \left|\dot{I}L1kp - \dot{I}L1\text{нг}\right|\cos(\Delta\varphi L1kp), \quad (8)$$

– аварийный режим (КЗ)

$$\Delta I1FAMk = \left|\dot{I}L1k\right|\cos(\varphi L1k) - kt\left|\dot{I}L1\text{нг}\right|\cos(\varphi L1\text{нг}), \quad (9)$$

$$\Delta I1FRMk = \left|\dot{I}L1k\right|\sin(\varphi L1k) - kt\left|\dot{I}L1\text{нг}\right|\cos(\varphi L1\text{нг}), \quad (10)$$

$$\Delta I1FRAFk = \left|\dot{I}L1k - \dot{I}L1\text{нг}\right|\sin(\varphi L1k) - kt\left|\dot{I}L1k - \dot{I}L1\text{нг}\right|\cos(\varphi L1\text{нг}), \quad (11)$$

$$\Delta I1FRAk = \left|\dot{I}L1k - \dot{I}L1\text{нг}\right|\sin(\Delta\varphi L1k) - kt\left|\dot{I}L1k - \dot{I}L1\text{нг}\right|\cos(\Delta\varphi L1\text{нг}), \quad (12)$$

$$\Delta I1FRk = \left|\dot{I}L1k - \dot{I}L1\text{нг}\right|\sin(\Delta\varphi L1k), \quad (13)$$

$$\Delta I1FAk = \left|\dot{I}L1k - \dot{I}L1\text{нг}\right|\cos(\Delta\varphi L1k), \quad (14)$$

где: $\Delta I1FAMkp, \Delta I1FAMk$; $\Delta I1FRMkp, \Delta I1FRMk$; $\Delta I1FRAFkp, \Delta I1FRAFk$; $\Delta I1FRAkp, \Delta I1FRAk$; $\Delta I1FRkp, \Delta I1FRk$; $\Delta I1FAkp, \Delta I1FAk$ – входные сигналы измерительных органов, контролирующих разность активных составляющих токов пускового (аварийного) и нагрузочного режимов; реактивной составляющей токов пускового режима (аварийного режима) и активной составляющей нагрузочного режима; разность приращений (аварийных составляющих) реактивной составляющей и приращений активной составляющей токов пуска (КЗ) и нагрузки; разность приращений (аварийных составляющих) реактивной составляющей тока и приращений активной составляющей токов пуска (аварийного режима) и нагрузки с учетом приращений аргументов токов; приращение реактивной составляющей токов пуска (аварийного режима) и нагрузки с учетом приращений аргументов токов; приращение активной составляющей токов пуска (аварийного режима) и нагрузки с учетом приращений аргументов токов; $IL1kp, IL1k$, $IL1\text{нг}$, $\varphi L1kp, \varphi L1k$, $\varphi L1\text{нг}$, $\Delta\varphi L1kp, \Delta\varphi L1k$, $\Delta\varphi L1\text{нг}$ – модули, аргументы и их приращения токов в режиме пуска ЭД, нагрузочных режимах; $kt = 0{,}5 \div 2{,}5$ – коэффициент торможения.

Необходимо отметить преимущество использования аварийных составляющих. Минимальное расстояние между альтернативными режимами можно определить:

$$GI^* = \frac{1}{|Ik0|}\sqrt{\begin{array}{l}(|IL1Tk|\sin(IL1Tk) - |IL1Tkp|\sin(IL1Tkp))^2 + \\ + (|IL1Tk|\cos(IL1Tk) - |IL1Tkp|\cos(IL1Tkp))^2\end{array}}, \quad (15)$$

$$G\Delta I^* = \frac{1}{|Ik0|}\sqrt{\begin{array}{l}(|\Delta I1FTk|\sin(\Delta I1FTk) - |\Delta I1FTp|\sin(\Delta I1FTp))^2 + \\ + (|\Delta I1FTk|\cos(\Delta I1FTk) - |\Delta I1FTp|\cos(\Delta I1FTp))^2\end{array}}. \quad (16)$$

Увеличение расстояния GI^* и $G\Delta I^*$ между рассматриваемыми режимами может быть достигнуто за счет перехода от формирования модулей входных сигналов к формированию нового вектора тока (рис.5):

$$\dot{I}1L1Tkp = \left|\dot{I}L1kp\right|\sin(\varphi L1kp)e^{j90^\circ} + kt\left|\dot{I}L1kp\right|\cos(\varphi L1kp)e^{j\phi t}, \quad (17)$$

$$\Delta\dot{I}1FTp = \left|\Delta\dot{I}1Fp\right|\sin(\varphi 1Fp)e^{j90^\circ} + kt\left|\Delta\dot{I}1Fp\right|\cos(\varphi 1Fp)e^{j\phi t}, \quad (18)$$

$$\dot{I}1L1Tk = \left|\dot{I}L1k\right|\sin(\varphi L1k)e^{j90^\circ} + kt\left|\dot{I}L1k\right|\cos(\varphi L1k)e^{j\phi t}, \quad (19)$$

$$\Delta\dot{I}1FTk = \left|\Delta\dot{I}1Fk\right|\sin(\Delta\varphi 1Fk)e^{j90^\circ} + kt\left|\Delta\dot{I}1Fk\right|\cos(\Delta\varphi 1Fk)e^{j\phi t}. \quad (20)$$

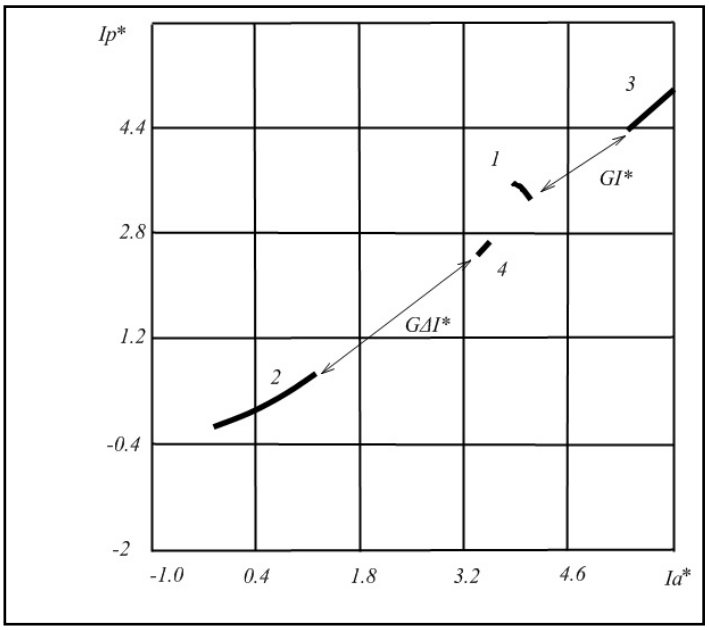


Рис.5. Области аварийных режимов и пускового режима ЭД за трансформаторами с ответвительными подстанциями в плоскости «реактивная составляющая – активная составляющая тока» для измерительных органов, контролирующих полные составляющие и их приращения (аварийные составляющие). 1- $I1L1Tkp$, 2- $\Delta I1FTp$, , 3- $I1L1Tk$, 4- $\Delta I1FTk$.

При этом не только коэффициент торможения изменяется в зависимости от предшествующего режима, но и изменяется аргумент торможения активной составляющей. Расстояние между рассматриваемыми режимами увеличивается с 20% в предыдущем случае с контролем модулей токов до (40-70)% с контролем векторов токов с коррекцией активной составляющей (рис.6).

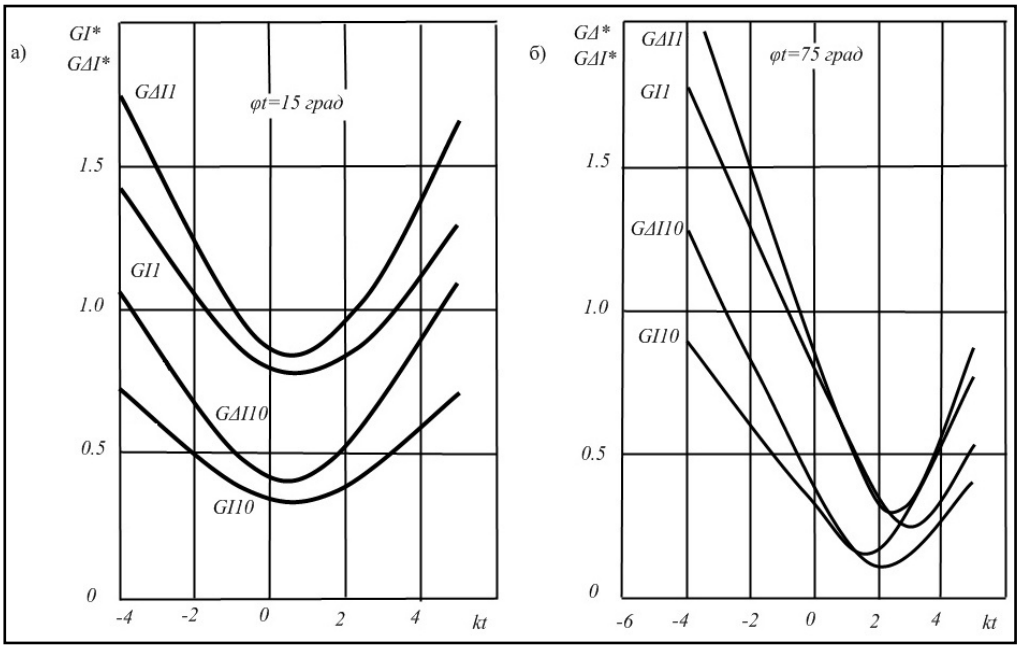


Рис.6. Зависимости минимального расстояния между областями режимов пуска и КЗ при $\varphi_t = 15^0$ (*а*) и $\varphi_t = 75^0$ (*б*).

Выбор коэффициента торможения в области отрицательных значений более предпочтителен по сравнению с выбором коэффициента торможения в области положительных значений, что особенно проявляется при увеличении аргумента корректирующей составляющей. Это нашло отражение в зависимостях рис.7.

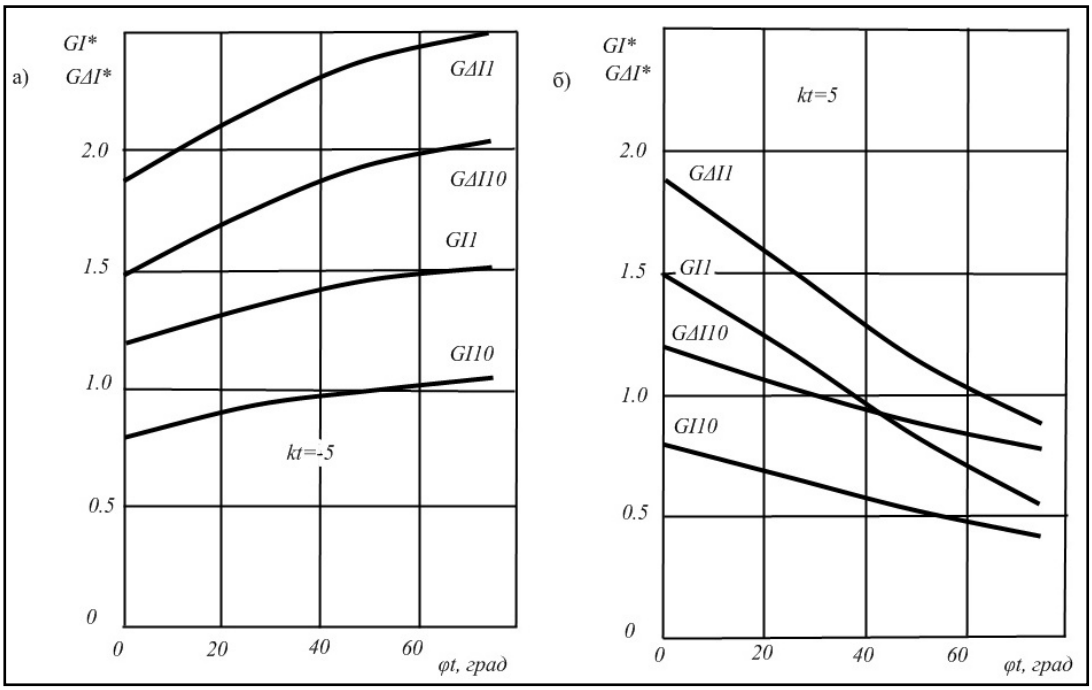


Рис.7. Зависимости минимального расстояния между областями режимов пуска и КЗ при $kt = -5$ (*а*) и $kt = 5$ (*б*) при изменении тока нагрузки $I_{нг} = (0{,}3 \div 0{,}5)I_{k0}$.

Преимущество использования аварийных составляющих по сравнению с контролем полных величин $KGI = G\Delta I / GI$ составляет не менее (25-50)%.

Таким образом, можно отметить, что использование предложенных алгоритмов формирования контролируемых сигналов на основе аварийных составляющих с адаптивным торможением позволяет более эффективно решать проблемы резервирования в электрических распределительных сетях.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Нагай В.И., Маруда И.Ф., Нагай В.В. Резервирование релейной защиты и коммутационных аппаратов электрических распределительных сетей/ Под ред. В.И. Нагая. – Ростов н/Д: Изд-во журн. «Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион», 2009. – 316 с.

[2] Маруда И.Ф. Релейная защита и автоматика ответвительной однотрансформаторной подстанции 110 кВ/ Электрические станции 2005. – №5. – С. 70-73.

[3] Маруда И.Ф. О ближнем резервировании на подстанциях с выключателем 110 кВ в цепи трансформатора/ Электрические станции, 2001. – , №5. – С.50-53.

[4] Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.

[5] Сарры С.В. Повышение надежности функционирования и разработка быстродействующих устройств релейной защиты элементов подстанций, выполненных по упрощенным схемам: Автореф дисс…. канд. техн. наук. – Новочеркасск, 1999. – 17 с.

[6] Семенов В.А. Оценка действия дистанционных защит с учетом переходного сопротивления в месте короткого замыкания// Электрические станции. – 1962. – №6. – С. 81–83.

[7] Семенов В.А. Об учете сопротивления электрической дуги при анализе действия дистанционных защит// Электрические станции. – 1961. – №8. – С. 69–70.

[8] Шабад М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей.– Л.: Энергоатомиздат, 1981. – 136 с.

[9] Нагай И.В. Учет влияния подпитки на переходное сопротивление в мес-те повреждения за трансформаторами ответвительных подстанций// Изв. ВУЗов. Электромеханика. –2012. – №2. – С. 110-113.

УДК 621.316.9:621.316.35

МОДЕРНИЗАЦИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНЫХ ЗАЩИТ ШИН НАПРЯЖЕНИЕМ 6, 35 И 110 кВ

Кужеков С.Л., Дегтярев А.А., Петренко А.С., Соболев А.А.
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М. И. Платова
ООО НПФ «Квазар»

Назначение релейной защиты сборных шин заключается в быстром автоматическом отключении их при коротких замыканиях (КЗ). Для выполнения своего назначения защита должна удовлетворять совокупности требований, которые по существу являются критериями ее оптимальности. Указанными критериями являются селективность, чувствительность, быстродействие и надежность, объединяемые общим понятием «эффективность функционирования», а также экономическая эффективность или изменение значений показателей надежности электроэнергетической системы (ЭЭС), вносимое функционированием защиты сборных шин.

Сборные шины являются узловыми точками ЭЭС и к правильному функционированию их защит предъявляются повышенные требования, строгость которых растет по мере повышения уровня напряжения и перетоков мощности по шинам. Известно, что затраты на защиту сборных шин напряжением 220 кВ и выше мощных электростанций и подстанций не сопоставимы с ущербом, обусловленным ее недостаточным техническим совершенством. Однако для распределительных электрических сетей напряжением 6 – 35 кВ, а в ряде случаев и 110 кВ, неучет экономических показателей или влияния защиты шин на показатели надежности электроснабжения допустим не всегда.

В настоящее время, как в России, так и за рубежом специальные защиты сборных шин выполняются на дифференциальном принципе в виде дифференциальных токовых, дифференциальных токовых с процентным торможением и дифференциально – фазных защит [1]. В докладе предпринята попытка определения областей рационального применения указанных выше видов специальных защит шин.

В прошлом веке в России наибольшее распространение получила дифференциальная токовая защита с электромеханическими реле серии РНТ – 560; менее распространенной была электромеханическая дифференциальная токовая защита с процентным торможением типа ДЗШТ. Дифференциально – фазные защиты в трехсистемном и односистемном исполнениях с использованием транзисторных измерительных органов применялись редко. Разработки, основанные на комбинации различных видов дифференциального принципа, распространения не получили.

Электромеханические дифференциальные токовые защиты обладают максимальной простотой реализации. Однако они не допускают повышенных погрешностей трансформаторов тока (ТТ), могут эксплуатироваться только при фиксированном распределении присоединений по сборным шинам и, как правило, их источники информации - ТТ – должны иметь одинаковые коэффициенты трансформации. Электромеханические дифференциальные токовые защиты с процентным торможением обладают повышенной чувствительностью, допускают более высокие погрешности ТТ, но также не предназначены для эксплуатации при нефиксированном распределении присоединений по сборным шинам. Достоинствами дифференциально-фазных защит сборных шин (ДФЗШ) при электромеханической реализации являлись возможность эксплуатации при нефиксированном распределении присоединений по сборным шинам; отсутствие требования к равенству коэффициентов трансформации ТТ и возможность работы с несколько повышенными погрешностями ТТ (при трехсистемном исполнении). Указанные достоинства объясняют причину применения ДФЗШ.

С начала XXI- го века в электроэнергетике России началось интенсивное распространение микропроцессорных защит сборных шин (МПЗШ) высокого (110 - 220 кВ) и сверхвысокого напряжения (330 кВ и выше), поставляемых зарубежными и отечественными производителями.

Микропроцессорные устройства защиты сборных шин, как правило, реализуют дифференциальный токовый принцип с процентным торможением, могут быть выполнены с нефиксированным распределением присоединений к сборным шинам, не требуют обязательного равенства коэффициентов трансформации ТТ. Производители защит шин уделяют внимание обеспечению правильной работы устройств при насыщении ТТ в переходных режимах коротких

замыканий (КЗ) с высоким относительным содержанием апериодической составляющей в подводимых токах. Следует отметить значительную стоимость указанных защит.

Особенностями технических требований к защитам шин высокого и сверхвысокого напряжения являются:

- чувствительность к весьма малым токам КЗ в минимальных режимах работы электроэнергетической системы, в том числе в режиме опробования и АПВ шин;
- несрабатывание при внешних КЗ с высокими кратностями тока, сопровождаемыми глубоким насыщением ТТ;
- быстрое и надежное срабатывание при КЗ в зоне действия;
- возможность работы с нефиксированным распределением присоединений по сборным шинам, включая замену линейного выключателя обходным;
- отсутствие требования к равенству коэффициентов трансформации ТТ;
- возможность эксплуатации с расхождением по фазе векторов ЭДС источников питания, а также при наличии обходных связей.

В последние годы появилось дополнительное требование о быстрой переориентации защиты в случае перехода внешнего КЗ в зону действия защиты.

Анализ показал, что микропроцессорные дифференциальные токовые защиты сборных шин высокого (220 кВ) и сверхвысокого напряжения с процентным торможением при принятии надлежащих мер по обеспечению их правильной работы при глубоком насыщении ТТ и выполнении требования по переориентации удовлетворяют вышеприведенным требованиям. По указанной причине нет необходимости в специальных разработках, например, дифференциально – фазных защит шин или дифференциальных токовых защит со значительными сопротивлениями в дифференциальных цепях, в том числе коммутируемых реле. Следует отметить, что применение ДФЗШ может ограничиваться расхождением по фазе векторов ЭДС источников, подключенных к шинам, и наличием емкостного тока ненагруженных линий. В силу высокой ответственности системообразующих шин напряжением 220 кВ и выше требование по финансовым затратам на их защиту в анализе не учитывалось.

Особое место в электроэнергетике России занимают сборные шины и ошиновки распределительных подстанций напряжением 110 кВ. При равенстве коэффициентов трансформации ТТ всех присоединений (или при использовании двух групп ТТ, имеющих разные коэффициенты трансформации) дифференциальная токовая защита обычно удовлетворяет предъявляемым к ней требованиям, так как уровень токов КЗ на защищаемых шинах относительно невелик. Однако при наличии ТТ с неодинаковыми коэффициентами трансформации и возможности появления повышенных погрешностей ТТ в переходных режимах КЗ область применения дифференциальных токовых защит существенно сужается. В этом случае могут быть использованы дифференциальные токовые защиты с процентным торможением или трехсистемные дифференциально – фазные защиты. Однако в тех и других защитах должны быть приняты меры по обеспечению их правильной работы при глубоком насыщении ТТ в различных режимах, например, при неуспешном автоматическом повторном включении (АПВ).

Опыт эксплуатации односистемной ДФЗШ напряжением 110 кВ на Невинномысской ГРЭС в течение многих лет оказался положительным. Однако применение такой защиты в сетях с эффективно заземленной нейтралью при наличии подключенных к защищаемым шинам понижающих силовых трансформаторов без питания со стороны среднего или низшего напряжений ограничивается возможностью блокирования защиты токами нулевой последовательности, подтекающими к месту внутреннего КЗ через заземленные нейтрали указанных трансформаторов [2]. Это явление имело место на подстанции «Машук» (г. Пятигорск. распределительное устройство напряжением 110 кВ).

Сборные шины среднего (6 – 35 кВ) напряжения в настоящее время, как правило, не оснащают дифференциальными защитами и вопрос выполнения таких защит в отечественной литературе практически не рассматривался. Роль их обычно выполняли вторые ступени максимальных токовых защит (МТЗ) – токовые отсечки с выдержкой времени. В настоящее время с указанной целью применяют логические защиты шин (ЛЗШ) – МТЗ с блокировкой срабатывания токовыми защитами присоединений, получающих питание от шин. Широко применяют также сочетание ЛЗШ и

оптических дуговых защит ячеек комплектных распределительных устройств выкатного (КРУ) и стационарного исполнения (КСО).

Анализ показал, что в электрических сетях среднего напряжения, широко используемых для электроснабжения объектов различного назначения, в первую очередь, в электроустановках собственных нужд тепловых и атомных электростанций, по показателю «затраты – эффективность функционирования» целесообразно применение дифференциально – фазных защит. Это объясняется тем, что трансформаторы тока присоединений могут иметь не одинаковые коэффициенты трансформации, вторичные цепи ТТ имеют незначительную длину и, соответственно, погрешностями ТТ можно пренебречь. Кроме того, в сетях с неэффективно заземленной нейтралью может быть использовано односистемное исполнение защиты шин, что снижает ее стоимость.

На рис. 1 приведена структурная схема устройства односистемной ДФЗШ. С целью упрощения показаны только по два присоединения к каждой секции шин (линия и трансформатор), а также секционный выключатель. Источниками информации являются трансформаторы тока ТА1-ТА5 и трансформаторы напряжения TV1, TV2. Пусковыми органами защиты являются органы минимального напряжения для каждой из секций защищаемых систем шин.

Промежуточные трансформаторы TVL1 - TVL6 с немагнитным зазором (трансреакторные сумматоры) с помощью полупроводниковых диодов формируют рабочие (R) и блокирующие (B) импульсы.

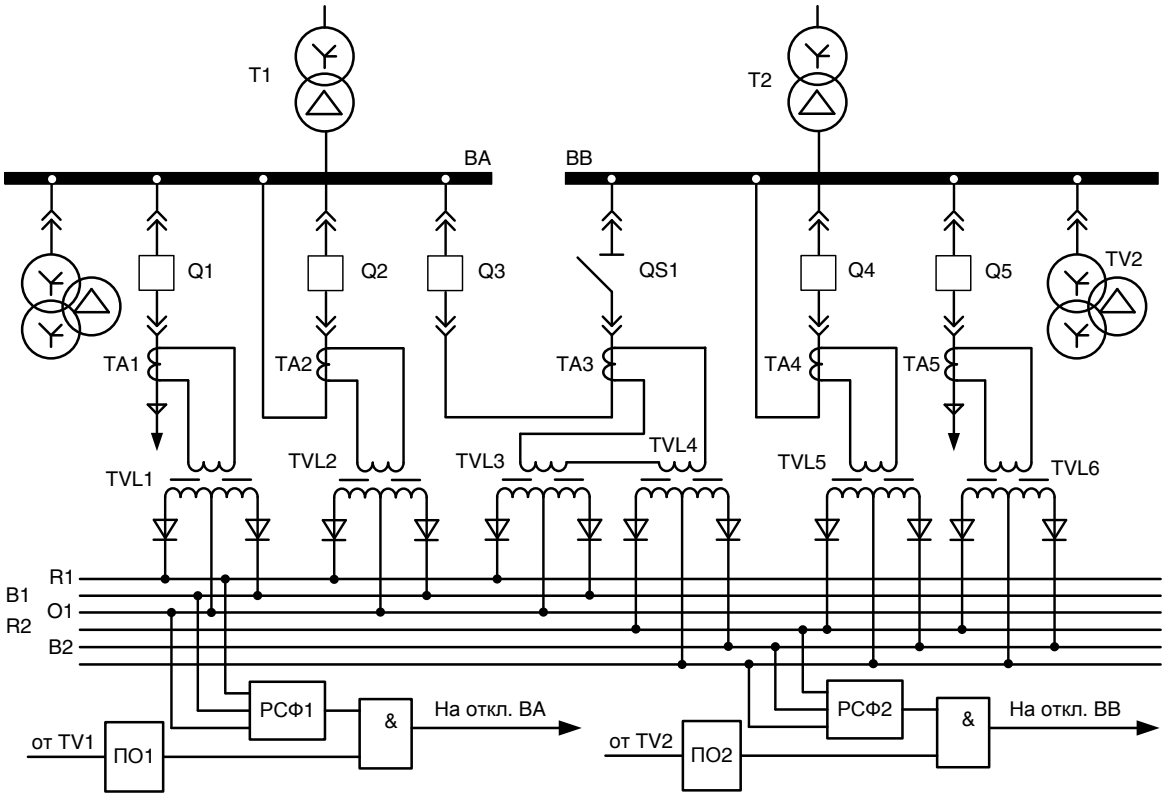


Рис. 1. Структурная схема односистемной ДФЗШ для типовой схемы РУ с двумя секциями шин.

Реле сравнения фаз РСФ1 первой и РСФ2 второй секций шин действуют на отключение выключателей присоединений соответствующей секции шин при срабатывании пусковых органов ПО1 или ПО2. Это обеспечивается с помощью логических схем совпадения И.

В распределительных устройствах напряжением 6 – 35 кВ электрических сетей и собственных нужд электростанций ДФЗШ может быть альтернативой широко применяемой комбинации логической защиты шин (ЛЗШ) и дуговой защиты ячеек КРУ и КСО, что объясняется рядом ее преимуществ:

- абсолютная селективность;
- в отличие от ЛЗШ в ДФЗШ по принципу действия не требуется выдержка времени на срабатывание;

- по сравнению с оптическими дуговыми защитами ДФЗШ имеет более высокую надежность, так как она не имеет разветвленной сети оптических датчиков, а использует информацию только от стандартных трансформаторов тока (ТТ);
- к защищаемым сборным шинам могут быть подключены не один, а несколько источников питания, что имеет место в сетях с распределенной генерацией. В этом случае применение ЛЗШ не эффективно;
- чувствительность ДФЗШ не зависит от уровня токов нагрузки, например, токов пуска и самозапуска мощных электродвигателей. При КЗ на шинах ЛЗШ может быть заблокирована токами подпитки мощных синхронных электродвигателей;
- простота реализации;
- невысокая стоимость.

ДФЗШ достаточно хорошо зарекомендовали себя на практике. Трехсистемные ДФЗШ в течение ряда лет выпускались институтом автоматики (г. Киев). В распределительных устройствах, выполненных по схеме с двойной системой шин, напряжением 6, 35 и 110 кВ филиала ОАО «Энел – ОГК – 5» «Невинномысская ГРЭС» используются односистемные дифференциально – фазные защиты. Указанные устройства накопили многолетний положительный опыт эксплуатации, однако физически и морально устарели, что послужило причиной их модернизации.

Сотрудниками ЮРГПУ (НПИ) имени М. И. Платова, ООО НПФ «Квазар» и филиала ОАО «Энел ОГК -5» «Невинномысская ГРЭС» А.А. Соболева произведена модернизация указанных защит. В состав измерительных органов модернизированных защит входят специально разработанные микропроцессорные реле сравнения фаз и суммирующие трансформаторы. Пусковыми органами защит являются реле напряжения. Начиная с 2010 г. модернизированные устройства защиты шин напряжением 6, 35 и 110 кВ находятся в эксплуатации.

Реле сравнения фаз типа РСФ М 1 003 220 УХЛ 4 (рис. 2) применяется в качестве измерительного органа односистемной дифференциально-фазной защиты сборных шин с использованием основных трансформаторов тока (ТТ), имеющими одинаковые или неодинаковые номинальные первичные токи.

Рис. 2. Внешний вид РСФ М 1 003 220 УХЛ 4.

Реле сравнения фаз(РСФ) осуществляет распознавание режимов короткого замыкания в зоне и вне зоны действия с выдачей необходимых сигналов на отключение выключателей, а также осуществляет световую сигнализацию:

- об исправности микроконтроллера (контроль работы);
- о неисправности РСФ;
- о наличии рабочих и блокирующих импульсов;
- об обрыве цепей рабочих и блокирующих импульсов;
- о пробое выпрямительных диодов в контурах рабочих и блокирующих импульсов (о появлении в контурах рабочих и блокирующих импульсов отрицательных полуволн напряжения);

- о срабатывании РСФ;
- о срабатывании пускового органа (ПО);
- о продолжительности сигнала небаланса (в угловой мере, градусы).

Реле сравнения фаз имеет возможность задавать с помощью клавиатуры уровни формирования рабочих и блокирующих импульсов, а также значение электрического угла блокировки(в градусах).

Ведётся цифровое осциллографирование рабочего и блокирующего сигналов, сигналов о неисправности РСФ, о срабатывании пускового органа, РСФ, о срабатывании пускового органа и реле сравнения фаз (ПО&РСФ), а также о неисправностях ДФЗШ. Частота дискретизации: 32 точки на период частоты 50 Гц. Пуск цифрового осциллографа производится при срабатывании РСФ и обнаружении неисправностей. Два примера осциллограмм приведены на рис. 3 и рис. 4.

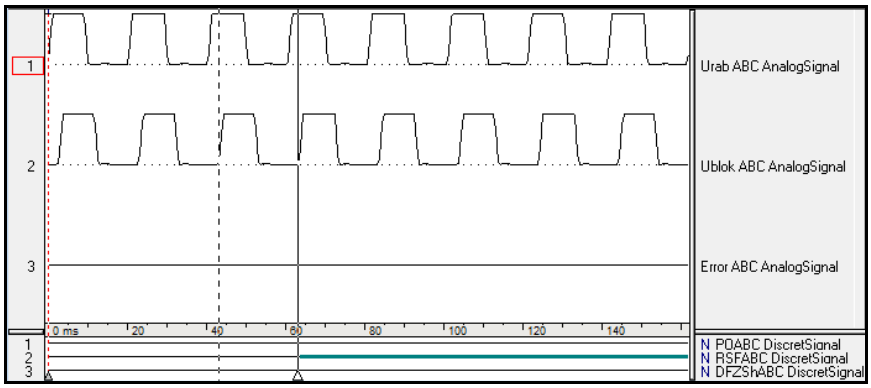


Рис. 3. Короткое замыкание в зоне действия.

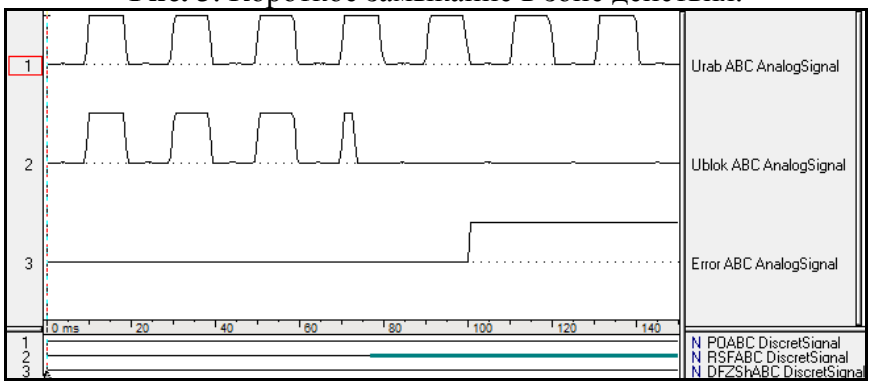


Рис. 4. Неисправность в цепи блокирующего сигнала.

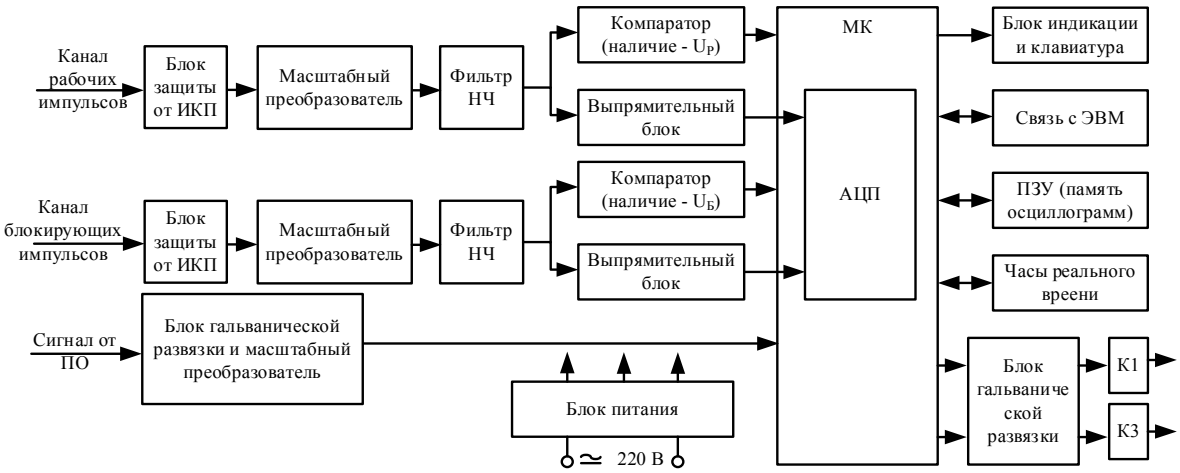


Рис.5. Функциональная схема РСФ.

Функциональная схема реле приведена на рис.5. Рабочий и блокирующий импульсы проходят через блоки защиты от импульсных коммутационных перенапряжений (ИКП), которые обеспечивают защиту входных цепей. Масштабные преобразователи преобразуют сигналы до величины, необходимой для работы аналоговой части. Фильтры низких частот предназначены для

устранения из спектра полезного сигнала высокочастотных составляющих, которые могут вызвать ошибки при аналогово-цифровом преобразовании (АЦП) в микроконтроллере. После фильтра НЧ сигналы попадают на компаратор и выпрямительный блок. Если имеет место пробой диодов в цепях рабочих или блокирующих импульсов, то компараторы выдают сигналы на контроллер о наличии отрицательных полуволн в сигналах $U_Р$ или $U_Б$. Выпрямительный блок необходим для предотвращения попадания на вход АЦП микроконтроллера (МК) отрицательной полуволны. Блок индикации показывает текущее состояние РСФ, а с помощью клавиатуры производится его наладка. Выход к ЭВМ предназначен для подключения к персональному компьютеру или ноутбуку и считывания осциллограмм, хранящихся в ПЗУ. Сигналы на выходные реле К1, К3 выдаются через блок гальванической развязки, где:

- К1 – неисправность, в схему центральной сигнализации;
- К3 – срабатывание РСФ, в цепи оперативного тока.

ВЫВОДЫ

1. В микропроцессорных защитах системообразующих сборных шин напряжением 220 – 750 кВ наиболее целесообразно использовать дифференциальный токовый принцип с процентным торможением при обязательном применении мер по обеспечению их правильной работы в переходных режимах КЗ вне зоны действия (в том числе, при неуспешном АПВ) и в зоне действия с глубоким насыщением ТТ. Необходимо также обеспечивать быструю переориентацию защит в случае перехода внешнего КЗ в зону действия. Замедление в срабатывании в этом режиме на 150 мс, как это используется в некоторых терминалах защиты шин, вряд ли целесообразно.
2. В распределительных электрических сетях специальные микропроцессорные защиты шин напряжением 110 кВ могут быть реализованы как на дифференциальном токовом принципе с процентным торможением, так и на дифференциально-фазном принципе в трехсистемном исполнении. При этом должны приниматься меры по обеспечению их правильной работы в условиях насыщения ТТ.
3. В распределительных электрических сетях напряжением 6 – 35 кВ, а также в распределительных устройствах собственных нужд электростанций по показателю «затраты – эффективность функционирования» целесообразно применение микропроцессорных дифференциально-фазных защит сборных шин. Во многих случаях такие защиты могут иметь односистемное исполнение.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Кужеков С.Л., Синельников В.Я. Защита шин электростанций и подстанций. – М.:Энергоатомиздат, 1983. – 184 с.
[2] Повышение селективности дифференциально-фазной защиты шин напряжением 110-220 кВ/ Кужеков С.Л., Кужеков С.С., Стеблин В.В., Баранов Г.А. Известия высших учебных заведений. Электроме- ханика, 2004, № 4, с. 46-49.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Кужеков Станислав Лукьянович д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры электрических станций и электроэнергетических систем Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М. И. Платова, главный инженер ООО НПФ «Квазар».

Дегтярев Андрей Александрович, канд. техн. наук, инженер ООО НПФ «Квазар».

Петренко Алексей Сергеевич, инженер ООО НПФ «Квазар».

Соболев Алексей Александрович, ведущий инженер по ремонту электротехнического оборудования филиала ОАО «Энел ОГК – 5» «Невинномысская ГРЭС».

АНАЛИЗ ЦИФРОВЫХ РЕАЛИЗАЦИЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ОРГАНОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Куликов А.Л., Фальшина В.А., Колобанов П.А.
Нижегородский Государственный Технический Университет им. Р.Е. Алексеева.

Стандарт МЭК 61850 предполагает существенное увеличение числа отсчетов на период промышленной частоты (N=80 или 256) при обработке сигналов. В связи с этим усиливаются требования по быстродействию измерительных органов РЗ, происходит усложнение аппаратной части терминалов защиты, что увеличивает их стоимость и снижает надежность.

Однако цифровые измерительные органы могут быть выполнены по различным вычислительным алгоритмам. Авторами рассматриваются различные варианты цифровой реализации измерительных органов тока, напряжения, сопротивления и предлагаются современные методы цифровой обработки сигналов для сокращения вычислительных затрат. Обсуждается их вычислительная сложность, ошибки, динамические свойства. Отличительная особенность предлагаемых упрощенных алгоритмов заключается в возможности подавления апериодической составляющей и адаптации к фактической частоте в электроэнергетической системе. Приводятся результаты измерений по реальным осциллограммам для случаев короткого замыкания на магистральных ЛЭП.

Измерительные органы тока и напряжения.

Дискретное преобразование Фурье (ДПФ) представляет собой наиболее популярный метод их спектрального анализа, так как токи и напряжения электрической сети носят гармонический характер,

$$y_n = \frac{2}{N}\sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i}\cdot\cos(\frac{2\pi i}{N});\ \ y_{\perp n} = \frac{2}{N}\sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i}\cdot\sin(\frac{2\pi i}{N}), \qquad (1)$$

где x_{n-i} – входной дискретный сигнал тока (напряжения); y_n и $y_{\perp n}$ – ортогональные составляющие x_{n-i}.

Однако, известно, что Эрмитово свойство ДПФ означает двойную избыточность [1], которая заключается в использовании для получения ортогональных составляющих два фильтра (рис. 1,а).

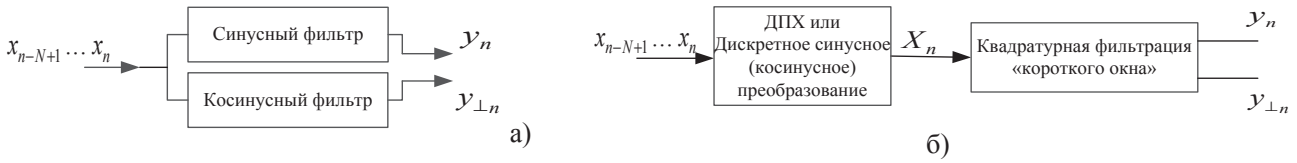


Рис. 1 – а) - Цифровые фильтры ортогональных составляющих ДПФ; б) - Сочетание ДПХ или дискретного синусного (косинусного) преобразования с квадратурной фильтрацией «короткого окна»

Альтернативой ДПФ может быть рассмотрено дискретное преобразование Хартли (ДПХ) [1]:

$$X_n = \frac{1}{N}\sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i}\cdot\mathrm{cas}(\frac{2\pi i}{N}),\ \text{где}\ \mathrm{cas}(\alpha)=\cos(\alpha)+\sin(\alpha). \qquad (2)$$

При этом для сокращения вычислительной сложности совокупности операций цифровой обработки, а, следовательно, минимизации затрат машинного времени для реализации алгоритма, целесообразно перейти к схеме рис. 1,б. Фильтры «короткого окна» могут быть следующими:

Двухвыборочный алгоритм

$$y_n = X_n;\ \ y_{\perp n} = 1\Big/\sin(\frac{2\pi}{N})\cdot(X_n\cdot\cos(\frac{2\pi}{N}) - X_{n-1}) \qquad (3)$$

Трехвыборочный алгоритм

$$y_n = X_{n-1};\ \ y_{\perp n} = (X_n - X_{n-2})\Big/2\sin(\frac{2\pi}{N}). \qquad (4)$$

Предложенные упрощенные алгоритмы с применением ДПХ не являются единственными. Аналогичные алгоритмы могут быть синтезированы с применением действительных синусного $y_{\perp n}$ или косинусного преобразования y_n (1) ДПФ (ДСП и ДКП, соответственно) (рис. 1,б).

Для сравнительного анализа ДПФ полного периода (рис. 1,а) и алгоритмов на основе упрощенных методов (рис. 1,б) построены характеристики, представленные на рис. 2.

Анализ рис. 2 позволяет сделать вывод, что алгоритмы на основе ДПХ в сочетании с алгоритмами «короткого окна» данных несколько уступают ДПФ по фильтрующим свойствам как высших гармоник, так и апериодической составляющей. Свойства упрощенного ДСП в сочетании с двухвыборочным алгоритмом и ДПФ полностью идентичны. Применение ДКП, приводит к тому, что фильтрующие свойства апериодической составляющей улучшаются в отличии от обычного ДПФ, но при этом ухудшаются фильтрующие свойства высших интергармоник. Использование трехвыборочного алгоритма позволяет несколько повысить фильтрацию высших интергармоник без улучшения фильтрации апериодической составляющей.

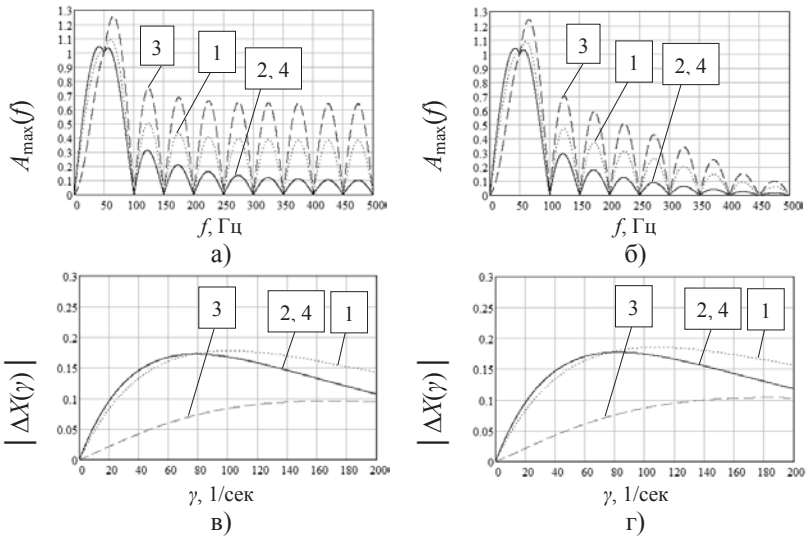


Рис. 2. а)-в) Амплитудно-частотные характеристики цифровых фильтров; г)-е) Нормированные ошибки фильтрации апериодической составляющей; поз. 1 – ДПХ, поз. 2 – ДСП, поз. 3 – ДКП в сочетании с алгоритмов «короткого окна» данных: а) и в) – (3), б) и г) – (4); поз. 4 – ДПФ; N=20

Важно, что упрощенные алгоритмы практически в два раза проще в реализации [2] с точки зрения вычислительных затрат и затрат машинного времени (рис. 3).

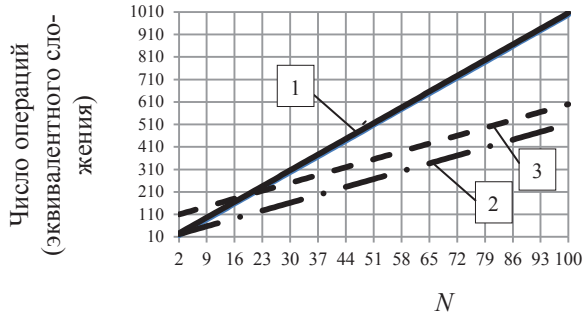


Рис. 3. Оценки программной сложности реализации алгоритмов фильтрации
Поз. 1 – ДПФ; поз. 2 – ДПХ, ДСП, ДКП в сочетании с (3); поз. 3 – (11) или (12)

Информационной в электрическом сигнале является составляющая промышленной частоты для большинства измерительных устройств РЗиПА. Все остальные компоненты, в том числе высшие гармоники и апериодическая составляющая являются помехами, снижающими точность оценки аварийных параметров сигнала. Все вышерассмотренные алгоритмы подавляет высшие кратные гармоники относительно сигнала промышленной частоты, однако, апериодическую составляющую $x_{ап}(t)$:

$$x_{ап}(t) = X_0 \cdot \exp(-t/T_a) = X_0 \cdot \exp(-\gamma \cdot t), \tag{5}$$

где X_0 – начальное значение $x_{ап}(t)$ при t=0 сек.; T_a=1/ γ – постоянная времени затухания;

с помощью этих алгоритмов полностью отфильтровать практически невозможно, что приводит, например, при использовании ДПФ, к погрешности до 15 % при расчете амплитуды тока [3].

Основные алгоритмы фильтрации апериодической составляющей в аварийных сигналах тока можно разделить на три вида.

Алгоритмы, настраиваемые на фильтрацию апериодической составляющей с определенным значением постоянной времени затухания. Используется пара ортогональных фильтров вида:

$$y_n = \sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot a_i\,;\; y_{\perp n} = \sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot b_i. \tag{6}$$

где a_i и b_i – коэффициенты фильтра, которые выбираются, как правило, из таблиц (например, [4]) с целью полностью отфильтровать апериодическую составляющую конкретного значения γ.

Авторами была предложена упрощенная реализация алгоритма фильтрации (6), совмещающая ДПФ с подавлением апериодической составляющей:

$$y_n = \frac{2}{N}\sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot \left(\cos\left(\frac{2\pi i}{N}\right) + h_1\right);\; y_{\perp n} = 1\Big/\sin\left(\frac{2\pi}{N}\right) \cdot \left(y_n \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{N}\right) - y_{n-1}\right); \tag{7}$$

$$y_n = \frac{2}{N}\sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i}\cdot\left(\sin\left(\frac{2\pi i}{N}\right)+h_2\right);\quad y_{\perp n} = 1\Big/\sin\left(\frac{2\pi}{N}\right)\cdot\left(y_n\cdot\cos\left(\frac{2\pi}{N}\right)-y_{n-1}\right), \tag{8}$$

где h_1 и h_2 – постоянные коэффициенты, обеспечивающие подавление апериодической составляющей при заданном значении γ.

В отличие от варианта фильтрации согласно выражения (6), требующего предварительного расчета $2N$ коэффициентов фильтра a_i, b_i, для вариантов согласно выражения (7) или (8) необходимо получить лишь один постоянный коэффициент h_1 или h_2. Тем самым экономим память, выделяемую для хранения коэффициентов цифровой фильтрации. Математические выражения для расчета значений коэффициентов h_1 или h_2 сложные. Для упрощения рекомендуется пользоваться таблицами значений коэффициентов (табл. 1).

Табл. 1. Значения коэффициентов h_1, h_2 фильтрации по выражениям (7)-(8); N=36

Алгоритм (выражение)	h_1, h_2						
	γ=20 1/сек.	γ=40 1/сек.	γ=60 1/сек.	γ=80 1/сек.	γ=100 1/сек.	γ=120 1/сек.	γ=140 1/сек.
(8)	-0,06225592	-0,12179187	-0,1773189	-0,22780965	-0,27254991	-0,31115033	-0,34352339
(7)	-0,01393022	-0,03537456	-0,06356735	-0,09748136	-0,13592737	-0,17765841	-0,22146289

Характеристики цифровой фильтрации мгновенных значений аварийного тока с учетом апериодической составляющей иллюстрирует рис. 4.

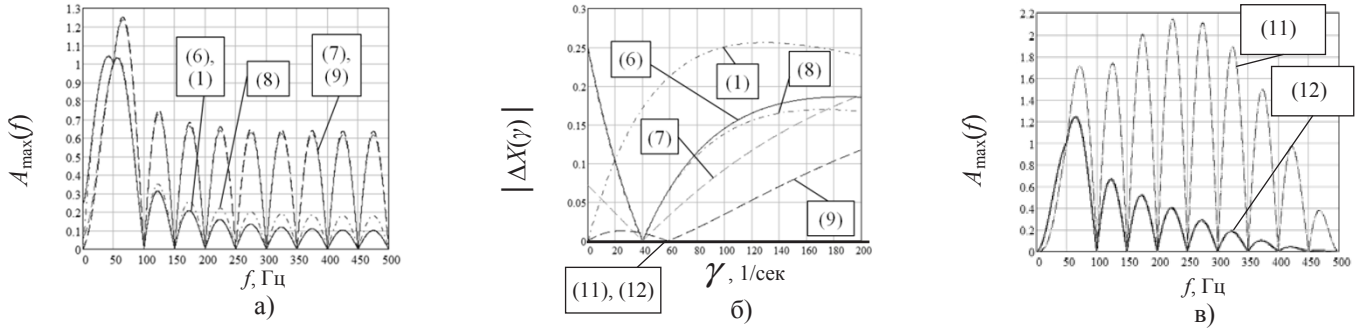


Рис. 4 – а) и в) Амплитудно-частотные характеристики цифровых фильтров, соответствующие математическим выражениям; б) Нормированные ошибки фильтрации апериодической составляющей при N=20

Из анализа рис. 4 следует, что упрощенные алгоритмы (8) не уступают по фильтрующим свойствам (рис. 4а) высших гармоник более сложному алгоритму (6) [4]; алгоритмы (6)-(8) полностью подавляют апериодическую составляющую (рис. 4б) определенного значения γ=40 1/сек.; упрощенные алгоритмы (7) несколько хуже обеспечивают фильтрацию высших гармоник (рис. 4а), но обеспечивают хорошую фильтрацию апериодической составляющей для конкретного значения γ (рис. 4б).

Алгоритмы, ориентированные на фильтрацию апериодической составляющей из диапазона значений постоянной времени затухания. В общем случае постоянная времени затухания аварийных сигналов тока γ является величиной случайной и зависит от параметров компонентов электроэнергетических систем, характера замыкания и ряда других факторов. В таком случае цифровая фильтрация аварийных токов, рассмотренная ранее, становится не эффективной ввиду существенных ошибок.

Для подавления апериодической составляющей аварийного тока в диапазоне значений постоянной времени затухания авторами предлагается использовать упрощенный алгоритм:

$$y_n = \frac{2}{N}\sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i}\cdot\sin\left(\frac{2\pi i}{N}-\varphi\right);\quad y_{\perp n} = 1\Big/\sin\left(\frac{2\pi}{N}\right)\cdot\left(y_n\cdot\cos\left(\frac{2\pi}{N}\right)-y_{n-1}\right), \tag{9}$$

со специальным подбором значения фазового угла φ (табл. 2).

Табл. 2. Расчетные значения фазового угла φ

T_a	γ=20 1/сек.	γ=40 1/сек.	γ=60 1/сек.	γ=80 1/сек.	γ=100 1/сек.	γ=120 1/сек.	γ=140 1/сек.
N=36	π/2,3	π/2,43	π/2,5	π/2,61	π/2,74	π/2,88	π/3,03

Важно, что предложенный алгоритм фильтрации с использованием (9) обеспечивает подавление апериодической составляющей (рис. 4,б), например, в диапазоне значений γ от 0 до 120 1/сек. с погрешностью, не превышающей 5 % при настройке на γ=40 1/сек.

Универсальные алгоритмы цифровой фильтрации с возможностью подавления апериодической составляющей. Например, в работе [5] предлагается использование трех последовательных комплексных отчетов (результатов квадратурной обработки) $\dot{y}_n$, $\dot{y}_{n-1}$, $\dot{y}_{n-2}$ для реализации дополнительного цифрового фильтра полностью подавляющими апериодическую составляющую:

$$\dot{y}_n = y_n + j \cdot y_{\perp n};\ \dot{a} = \exp\left(j\frac{2\pi}{N}\right);\ \dot{d}_n = e^{-\gamma T} = \frac{\dot{y}_n - \dot{a}\dot{y}_{n-1}}{\dot{y}_{n-1} - \dot{a}\dot{y}_{n-2}};\ \dot{X}_n = \frac{\dot{y}_{n-1} - d_n\dot{y}_{n-2}}{\dot{a} - d}. \quad (10)$$

где $\dot{X}_n$ – результат модифицированной квадратурной обработки цифровых отчетов аварийного тока с компенсацией апериодической составляющей.

На рис. 4 (б, в) приведены характеристики фильтрации алгоритмов

$$y_n = \frac{2}{N}\sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot \cos\left(\frac{2\pi i}{N}\right);\ y_{\perp n} = 1\Big/\sin\left(\frac{2\pi}{N}\right) \cdot \left(y_n \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{N}\right) - y_{n-1}\right) \text{ с коррекцией (10);} \quad (11)$$

$$y_n = \frac{2}{N}\sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot \sin\left(\frac{2\pi i}{N}\right);\ y_{\perp n} = 1\Big/\sin\left(\frac{2\pi}{N}\right) \cdot \left(y_n \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{N}\right) - y_{n-1}\right) \text{ с коррекцией (10).} \quad (12)$$

Применение дополнительного цифрового фильтра существенно увеличивает вычислительные затраты. В соответствии с [2] получаем, что введение дополнительной фильтрации требует вычислительных затрат эквивалентных 88 операций действительного сложения (рис. 3).

Натурные эксперименты с цифровой фильтрацией аварийных токов. Проводились эксперименты по цифровой фильтрации аварийных осциллограмм. В качестве экспериментальной базы были выбраны ВЛ 500 кВ Арзамас-Радуга Южная и ВЛ 220 кВ Арзамас-Сергач филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Нижегородское ПМЭС. Частота дискретизации составляла 1800 Гц (N=36), а параметры ВЛ и аварийных осциллограмм сведены в табл. 3.

Табл. 3. Параметры ВЛ и оценка γ осциллограмм, привлекаемых для натурных экспериментов

Исследуемая ВЛ	Марка провода	Длина ВЛ, км	Оценка γ, 1/сек.			
			Оценка γ по параметрам ВЛ			Оценочное значение γ по осциллограмме
			R_0, Ом/км	X_0, Ом/км	γ, 1/сек.	
ВЛ 500 кВ Арзамас-Радуга Южная	3*АС-480/60	121,71	0,025	0,306	26	40 1/сек.
ВЛ 220 кВ Арзамас-Сергач	АС-300/39	109,4	0,098	0,429	72	51 1/ сек.

С учетом удельных параметров ВЛ 500, 220 кВ были подобраны коэффициенты для реализации фильтрации по выражениям (7)-(9) с подавлением апериодической составляющей:

- ВЛ 500 кВ Арзамас-Радуга Южная: h_2=-0,08207748; h_1=-0,00760169; φ=π/2,34;
- ВЛ 220 кВ Арзамас-Сергач: h_2=-0,21749667; h_1=-0,05055037; φ=π/2,57.

На рис. 5 приведены амплитуды тока исследуемых осциллограмм (а, б).

Следует отметить, что упрощенные алгоритмы, обладая малым числом вычислительных операций, не уступают по точности фильтрации традиционным алгоритмам (рис. 5).

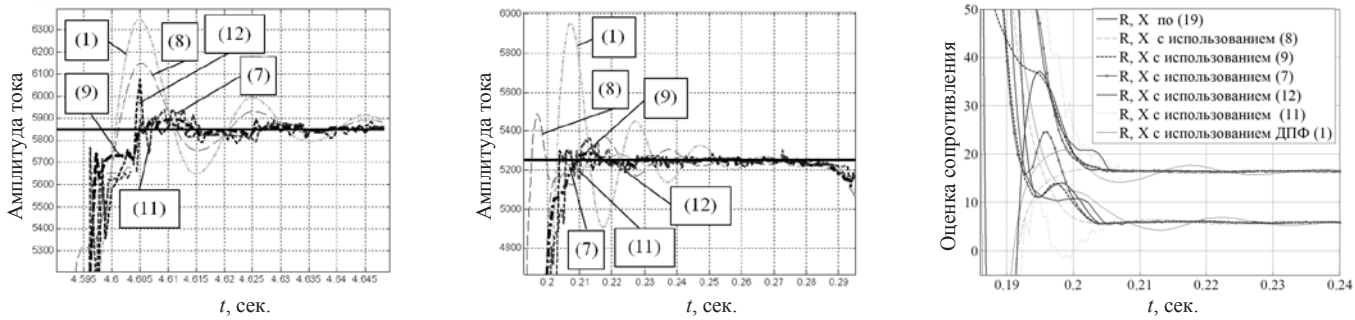


Рис. 5 – Оценки амплитуды тока короткого замыкания (а, б) и сопротивления фазы (в); (а) – ВЛ 500 кВ Арзамас-Радуга Южная; (б, в) – ВЛ 220 кВ Арзамас-Сергач

Измерительные органы сопротивления.

Напряжение и ток, полученные по вышеприведенным алгоритмам, также могут использоваться для реализации замера комплексного сопротивления. Однако существует вариант, позволяющий уйти от классического деления напряжения на ток, использованием дифференциальных уравнений линии.

Входное напряжение и ток в этом случае должны быть подвергнуты синусной квадратурной фильтрации по формуле (1). Используя отфильтрованные результаты, необходимо продифференцировать все входные токи по времени. Хорошие результаты при этом дает формула

$$\frac{di[k]}{dt} = \frac{i[k+1] - i[k-1]}{2 \cdot \Delta t} \quad (13)$$

Известно, что дистанционная защита должна контролировать шесть контуров: три контура фаза-земля ($A0$, $B0$, $C0$) и три контура «фаза-фаза» (AB, BC, CA).

Для контура «фаза-фаза» общий вид дифференциального уравнения линии в этом случае будет:

$$u[k] = u_{ф1}[k] - u_{ф2}[k] = R1 \cdot (i_{ф1}[k] - i_{ф2}[k]) + L1 \cdot \left(\frac{di_{ф1}[k]}{dt} - \frac{di_{ф2}[k]}{dt}\right) \quad (14)$$

где $R1$ и $L1$ – сопротивление и индуктивность прямой последовательности, которые требуется найти, $\phi1$ и $\phi2$ – индексы фаз.

Для контура фаза-земля общий вид дифференциального уравнения

$$u_{\phi}[k]=R1\cdot\left(i_{\phi}[k]+k_{RE}\cdot 3i_0[k]+k_{RP}\cdot 3i_{02}[k]\right)+L1\cdot\left(\frac{di_{\phi}[k]}{dt}+k_{XE}\cdot\frac{d3i_0[k]}{dt}+k_{RP}\cdot\frac{d3i_{02}[k]}{dt}\right) \quad (15)$$

Значение $3i_0[k]$ определяется суммированием значений фазных токов:

$$3i_0[k] = i_a[k] + i_b[k] + i_c[k] \quad (16)$$

Коэффициенты k_{RE}, k_{XE}, k_{RP}, k_{XP} вычисляются предварительно и вводятся в терминал:

$$k_{RE}=\frac{R0-R1}{3\cdot R1},\ k_{XE}=\frac{X0-X1}{3\cdot X1};\ k_{RP}=\frac{Rp}{3\cdot R1},\ k_{XP}=\frac{Xp0}{3\cdot X1}, \quad (17)$$

Коэффициенты $u[k]$, $i[k]$ и $Di[k]$ рассчитываются так:

$$i[k]=i_{\phi}[k]+k_{RE}\cdot 3i_0[k]+k_{RP}\cdot 3i_{02}[k],\ u[k]=u_{\phi}[k],\ Di[k]=\frac{di_{\phi}[k]}{dt}+k_{XE}\frac{d3i_0[k]}{dt}+k_{RP}\frac{d3i_{02}[k]}{dt}. \quad (18)$$

Для $k+1$- го отсчета все выкладки аналогичны. Используя полученные значения, можно найти замер комплексного сопротивления по формулам:

$$R1[k]=\frac{u[k]\cdot Di[k+1]-u[k+1]\cdot Di[k]}{i[k]\cdot Di[k+1]-i[k+1]\cdot Di[k]};\ X1[k]=\omega\cdot\frac{u[k]\cdot i[k+1]-u[k+1]\cdot i[k]}{i[k]\cdot Di[k+1]-i[k+1]\cdot Di[k]}, \quad (19)$$

где ω – круговая частота. Графики зависимости $R(t)$ и $X(t)$ для различных методов приведены на рис. 5,в.
Как можно заметить, использование дифференциальных уравнений линии при дистанционном замере также позволяет компенсировать влияние апериодической составляющей.

Цифровая фильтрация, адаптивная к частоте электрического сигнала.

Как правило, алгоритмы цифровой фильтрации синтезируются при условии, что промышленная частота (f=50 Гц) остается неизменной. При отклонении частоты традиционные алгоритмы цифровой фильтрации сигналов токов и напряжений обладают неприемлемыми ошибками.

В аварийных режимах, особенно, при разделении электрической сети на части, в обоих или одном энергорайоне возможно кратковременное отклонение частоты от номинального значения. Характерность резких и существенных изменений частоты в течение короткого времени особенно возрастает при использовании асинхронных генераторов в ветровой энергетике [6].

Известны два способа устранения ошибок традиционных алгоритмов при отклонении частоты. Причем для обоих методов необходимо первоначально вычислять реальную частоту в системе.

1 способ. Путем введения переменного окна данных M ДПФ принимает вид [7]

$$y_n=\frac{2}{M}\sum_{i=0}^{M-1}x_{n-i}\cdot\cos(\frac{2\pi i}{M});\ y_{\perp n}=-\frac{2}{M}\sum_{i=0}^{M-1}x_{n-i}\cdot\sin(\frac{2\pi i}{M}), \quad (20)$$

где M – число выборок в окне данных алгоритма (пример расчета M смотреть ниже).

Однако алгоритм (20) не учитывает случай, когда отношение между реальной промышленной частотой $f_ф$ и частотой дискретизации $f_д$ не является целым числом: $L=S+\delta=f_д/f_ф$, где $0<\delta<1$, S – ближайшее меньшее целое число к L; M – округление величины L до целого числа. Естественно такое допущение приводит к погрешностям. Ошибки тем выше, чем меньше $f_д$.

На основе (20) ранее авторами был получен упрощенный алгоритм [8] без ухудшения точности определения параметров электрического сигнала за счет того, что алгоритмы «короткого окна данных» (3)-(4) легко настраиваются на фактическую частоту в энергосистеме.

2 способ. В [9] предлагается так называемое модифицированное ДПФ:

$$\bar{y}_{ДПФn}=\frac{1}{T}\left[\frac{\Delta t}{2}\left(x_n+x_{n-S}e^{-jQ\cdot S}+2\sum_{i=0}^{S-1}x_{n-i}e^{-jQ\cdot i}\right)-\frac{\Delta t^2}{12}\left(x_{n-S}e^{-jQ\cdot S}-x_{n-(S-1)}e^{-jQ\cdot(S-1)}+x_{n-1}e^{-jQ}-x_n\right)\right]=O_n-P_n, \quad (21)$$

где $T=L\,\Delta t$ – период основной частоты электрического сигнала; Δt – интервал дискретизации; $Q=2\pi/L$.

Алгоритм нельзя в полной мере считать полученным на основе ДПФ. Он синтезирован на основе численных методов решения определенных интегралов – метода трапеций. Если для решения определенных интегралов добавление P_n является эффективным методом уточнения [10], то для целей цифровой обработки сигналов (ЦОС) было установлено, что P_n практически не дает уточнения конечному результату ЦОС. Следовательно, использование слагаемого P_n в (21) является избыточным, не эффективным и лишь усложняет в целом алгоритм.

В работе [9] для уточнения выражения (21) при реальных пределах интегрирования $[0;L]$ вводят дополнительную коррекцию вида

$$\bar{K}_n=\delta/(2L)\left[\left(x_n+\left(x_{n-(S+1)}-x_{n-S}\right)\delta\right)\cdot e^{-jQ\cdot L}+x_{n-S}\right], \quad (22)$$

а окончательное выражение цифровой фильтрации с учетом дробного окна данных L имеет вид

$$\overline{y}_{L\,\text{ДПФ}_n} = \overline{y}_{\text{ДПФ}_n} + \overline{K}_n\,. \tag{23}$$

Проведенные исследования показали, что алгоритмы (20) и (23) не являются единственными. Были рассмотрены различные сочетания этих алгоритмов (всего 27 вариантов). Например, при подстановке в алгоритм (23) вместо значения S величину M [O_n в (21) – комплексная форма записи (24)]

$$y_{\perp n} = \frac{1}{L}\left[x_n + x_{n-M}\cos\left(\frac{2\pi}{L}M\right) + 2\sum_{i=0}^{M-1} x_{n-i}\cdot\cos\left(\frac{2\pi}{L}i\right)\right]; y_n = -\frac{1}{L}\left[x_{n-M}\sin\left(\frac{2\pi}{L}M\right) + 2\sum_{i=0}^{M-1} x_{n-i}\cdot\sin\left(\frac{2\pi}{L}i\right)\right]. \tag{24}$$

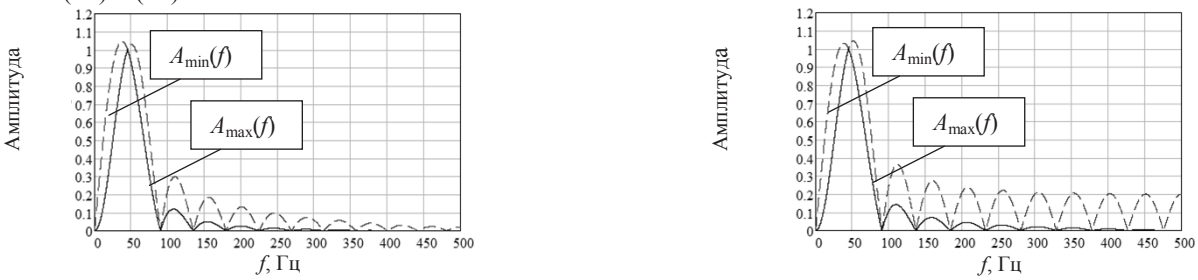
Принципы упрощенной фильтрации значительно расширяют количество вариантов получения новых цифровых алгоритмов. Например:

$$g_n = 1\Big/\sum_{n=0}^{M-1}\sin^2\left(\frac{2\cdot\pi}{L}\left(\frac{M-1}{2}-n\right)\right)\cdot\sum_{i=0}^{M-1}\left[\sin\left(\frac{2\cdot\pi}{L}\left(\frac{M-1}{2}-i\right)\right)\cdot x_{n-i}\right];\ y_{\perp n} = \frac{g_n+g_{n-1}}{2\cdot\cos(\pi/L)};\ y_n = \frac{g_n-g_{n-1}}{2\cdot\sin(\pi/L)}. \tag{25}$$

Отметим, что алгоритм получения g_n в выражении (25) является оригинальной разработкой авторов. Особенность алгоритма – возможность применять его при любой длине окна данных, добиваясь наилучшей настройки к частоте электрического сигнала. К примеру:

$$g_n = 1\Big/\sum_{n=0}^{N-1}\sin^2\left(\frac{2\cdot\pi}{L}\left(\frac{N-1}{2}-n\right)\right)\cdot\sum_{i=0}^{N-1}\left[\sin\left(\frac{2\cdot\pi}{L}\left(\frac{N-1}{2}-i\right)\right)\cdot x_{n-i}\right];\ y_{\perp n} = \frac{g_n+g_{n-1}}{2\cdot\cos(\pi/L)};\ y_n = \frac{g_n-g_{n-1}}{2\cdot\sin(\pi/L)}. \tag{26}$$

Анализируя (20), (23)-(26), приходим к выводу, что наиболее простыми в реализации являются алгоритмы (25) и (26). Второе их достоинство – точная настройка (без погрешностей) к $f_ф$. На рис. 6 представлены фильтрующие свойства алгоритмов (25) и (26).



а) б)

Рис. 6. АЧХ алгоритмов: а) – выражение(25); б) – выражение(26); $f_д$=1000 Гц (N=20); $f_ф$=45 Гц

Таким образом, сочетая достоинства фильтров (25) и (26) можно реализовать эффективный алгоритм цифровой обработки токов и напряжения.

На основе представленных выше алгоритмов и требований к цифровой обработке сигналов согласно стандарту МЭК 61850 можно сделать выводы:

1. Эффективный способ сократить вычислительные затраты без потери в свойствах алгоритма является использование метода упрощенной фильтрации.
2. На основе упрощенных алгоритмов можно реализовать ортогональные фильтры:
   - ☐ подавляющие апериодическую составляющую;
   - ☐ адаптивные к фактической частоте электрического сигнала;
   - ☐ адаптивные упрощенные алгоритмы основной гармоники электрического сигнала в условиях изменения частоты при наличии апериодической составляющей.

Приведенные в статье алгоритмы хорошо зарекомендовали себя при построении цифрового измерительного органа дистанционной защиты, обеспечив эффективное подавление апериодической составляющей. Наиболее стабильным, хотя и не самым экономичным, из них является алгоритм на основе дифференциальных уравнений линии (19), также хорошие результаты показал алгоритм (7) и (9).

Предлагаемые алгоритмы могут быть внедрены в существующие и перспективные терминалы РЗА для повышения эффективности их функционирования без аппаратурных доработок.

Список литературы

[1] Брейсуэлл Р. Преобразование Хартли: Пер. с англ. – М.: Мир, 1990.
[2] Маклеллан, Дж. Х., Рейдер, Ч. М. Применение теории чисел в цифровой обработке сигналов. – М.: Радио и связь, 1983. – 264 с.
[3] Yong Guo, Deshu Chen. Simplified algorithms for removal of the effect of exponentially decaying DC-offset on the Fourier algorithm//IEEE Transactions on power delivery, Vol. 18, July 2003. pp. 711-717.
[4] Lobos, T. Nonrecursive methods for real-time determination of basic waveforms of voltages and currents // IEE Proceedings, Vol. 136, No. 6, November 1989. Pp. 347-351
[5] Chen Ching-Shan, Liu Chih-Wen, Jiang Joe-Air. Application of Combined Adaptive Fourier Filtering Technique and Fault Detector to Fast Distance Protection // Transactions on Power delivery, Vol. 21, NO. 2, April 2006. pp. 619-626.
[6] Rebizant W., Terzija V. Asynchronous generator behavior after a sudden load rejection.// PowerTech Conference Proceedings, IEEE Bologna, 23-26 June, 2003.

[7] Rebizant W., Szafran J., Wiszniewski A. Digital signal processing in power system protection and control. New York: Springer, 2011. 316 p.

[8] Куликов А.Л., Фальшина В.А. Упрощенная адаптивная фильтрация электрических сигналов в условиях изменения частоты.// Известия высших учебный заведений. Проблемы энергетики. 2013. № 1-2. С. 57-67.

[9] Xiaojuan Li. Estimation of power system frequency, phasors and their applications for fault location on power transmission lines. Energy systems centre the school of electrical, electronic and computer engineering, 2007. 190 c.

[10] Н.С.Бахвалов, Н.П.Жидков, Г.М.Кобельков. Численные методы. М.: Бином, 2003. 630 с.

ВЛИЯНИЕ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ПОСТРОЕНИЕ СХЕМ РЗА И ВЫБОР АЛГОРИТМОВ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Илюшин П.В., ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»

Строительство объектов распределенной генерации (ОРГ) в России происходит в последние годы в основном за счет крупных промышленных производств, которые в целях снижения издержек используют для выработки электроэнергии вторичные энергоресурсы (доменный и конвертерный газ, попутный нефтяной газ, шахтный газ (метан), биогаз от осадков сточных вод на очистных сооружениях, отходы лесопереработки и сельского хозяйства, горючие бытовые отходы и пр.), а также других потребителей I категории, перерывы электроснабжения для которых, даже кратковременные, представляют серьезную проблему в части нарушения основных технологических процессов производства.

Широкое распространение в России получают электростанции средней и малой мощности: газотурбинные (ГТЭС), газопоршневые (ГПЭС) и дизельные (ДЭС), которые подключаются к распределительным электрическим сетям 6-220 кВ или к сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

Внедрение ОРГ является одним из перспективных направлений развития современной электроэнергетики и одним из эффективнейших средств, помогающих справиться с интенсивным ростом нагрузки особенно в крупных городах и мегаполисах. Данный подход позволяет снижать перетоки активной и реактивной мощностей по распределительным сетям 6-220 кВ, что дает значительные экономические преимущества при интенсивном росте электропотребления: отсутствие необходимости в реконструкции распределительной сети и трансформаторных подстанций (отсрочка в проведении реконструкции) [1].

Использование современных генерирующих установок (ГУ) средней и малой мощности на ОРГ сопряжено с рядом проблемных вопросов, весьма существенных как для собственников ОРГ, так и для распределительных сетевых компаний, к сетям которых подключаются генерирующие установки или электростанции. Не затрагивая общеизвестные проблемы, которые относятся к электростанциям любого вида, остановимся на тех, которые оказывают существенное влияние на построение схем РЗА и выбор алгоритмов устройств противоаварийной автоматики (ПА) распределительных сетей.

1. ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОРГ

1.1. Излишние отключения ГУ при внешних КЗ в сети

У многих генерирующих установок (особенно ГПЭС и ДЭС) уставки устройств РЗА выбираются без учета принципа селективности и с необоснованно завышенными требованиями в отношении допустимости параметров электрических режимов для ГУ. Данные защиты действуют на отключение ГУ, в результате чего имеют место неоднократные случаи, когда генераторы отключаются устройствами РЗА при отсутствии угрозы механического или термического повреждения. Защиты генераторов должны быть отстроены по времени от внешних КЗ, ликвидируемых устройства РЗА электросетевых объектов. Уставки устройств РЗА для ГУ ОРГ определяются и настраиваются заводами-изготовителями ГУ и не подлежат изменению для сохранения гарантийных обязательств на генерирующую установку. При этом излишние срабатывания устройств РЗА ГУ (например, при КЗ в сети, ликвидируемых устройствами РЗА элементов сети с расчетными выдержками времени), особенно в режимах максимальных нагрузок сети, создают предпосылки для развития опасных каскадных аварий в прилегающей электрической сети.

Рассмотрим пример одной из ГПЭС 4*2400 кВт, где выбор уставок устройств РЗА приводит к частым отключениям ГУ в режимах не опасных для генератора.

1. Защита минимального напряжения (U <) отключает генератор с выдержкой времени 0,2 с. с уставкой по напряжению равной 90% U ном. При этом возможны отключения ГУ даже при штатно ликвидируемых отдаленных КЗ в прилегающей сети.

Ограничение снижений напряжения величиной 90% никак не может сказаться на поршневом двигателе ГПЭС или ДЭС, при этом генераторы других типов и тех же мощностей защищаются от режимов перегрузки и режимов внешних КЗ защитами по току, отстроенными от внешних КЗ. Именно ток определяет нагрев генератора, и допустимая длительность анормального режима определяется величиной перегрузки, а не уровнем напряжения. Защита по понижению напряжения могла бы иметь смысл в отношении нагрева ротора генератора, так как при низких напряжениях ток возбуждения форсируется, но на тех генераторах, где защита от перегрева ротора необходима, она воздействует не на отключение генератора, а на снижение тока возбуждения. Следует отметить, что отключение ГУ происходит до срабатывания АОСН, утяжеляя режим работы сети.

2. Защита по снижению частоты (f <) отключает генератор с выдержкой времени 0,2 с. с уставкой по частоте равной 49 Гц. При возникновении в сети аварийного дефицита мощности (отделение участка сети с недостаточной генерацией активной мощности от энергосистемы) отключения ГУ будут происходить до срабатывания АЧР, утяжеляя развитие аварии. Кроме того, выбранные уставки защит не допускают возникновения синхронных качаний.

3. Защита по повышению частоты (f >) отключает генератор с выдержкой времени 0,2 с. с уставкой по частоте равной 51,5 Гц. Данные уставки защит представляются не обоснованными полностью, тем более, что сброс нагрузки, вызывающий повышение частоты, для газопоршневых двигателей с турбо-наддувом не опасен. Для генераторов других видов ограничения по скорости вращения соответствуют частоте 55 Гц и выше. Как отмечалось выше, выбранные уставки защит не допускают возникновения синхронных качаний.

Проведенный анализ показывает, что в данных условиях нарушается одно из основных свойств РЗА – селективность или избирательность, покажем, как вышеуказанные уставки защит препятствуют эффективной работе данных электростанции.

1) Работа ГПЭС параллельно с сетью.

Как показывают расчеты и опыт эксплуатации упомянутой ГПЭС, КЗ в сети 110 кВ, даже однофазные, приводят к отключениям генераторов действием защиты минимального напряжения. Это неизбежно, так как провалы напряжения на 10% возникают даже при отдаленных КЗ, а длительности провалов напряжения – больше 0,2 с, в частности потому, что после ликвидации КЗ следуют процессы самозапуска электродвигателей у потребителей с большими токами и, соответственно, значительными снижениями напряжения. Те же последствия имеют КЗ и в прилегающей сети 6-10 кВ, к которой подключена ГПЭС. Пока сохраняется нормальная связь ГПЭС с энергосистемой, частые отключения ГПЭС, хотя и крайне нежелательны, но все-таки не представляют значительной опасности для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

2) Внезапное отделение ГПЭС вместе с нагрузкой сети 6-10 кВ от сети 110 кВ.

Если между сетью 6-10 кВ и сетью 110 кВ перетоки активной и реактивной мощности, до внезапного отделения ГПЭС, не являлись нулевыми, то приходится считаться с тем, что рассматриваемые защиты генераторов отключат их либо по факту возникновения избытка мощности и повышения частоты, либо по факту возникновения дефицита мощности вследствие снижения напряжения и частоты. В первом случае автоматика сети 6-10 кВ не должна работать, во втором должна работать автоматика частотной разгрузки (АЧР), но защиты генераторов сработают раньше и электроснабжение потребителей будет полностью потеряно.

Максимально быстро ликвидировать дефицит мощности помогает быстродействующая разгрузка, выполняемая по самому факту потери связи с внешней сетью. Но и такая разгрузка в рассматриваемых условиях оказывается неэффективной. На рис. 1 показаны параметры переходного режима для одного из генераторов ГПЭС, где отделение от внешней сети сопровождается большой перегрузкой ГПЭС. В расчете учтена разгрузка по факту отделения от внешней сети, реализуемая за 0,3 с. от начала КЗ в сети, которое и приводит к отделению ГПЭС. Процесс рассчитан для гипотетического случая, в котором защиты генераторов переведены на сигнал. Величина разгрузки такова, что нагрузка каждого генератора, номинальная в доаварийном режиме, снижается до 55% от номинального значения.

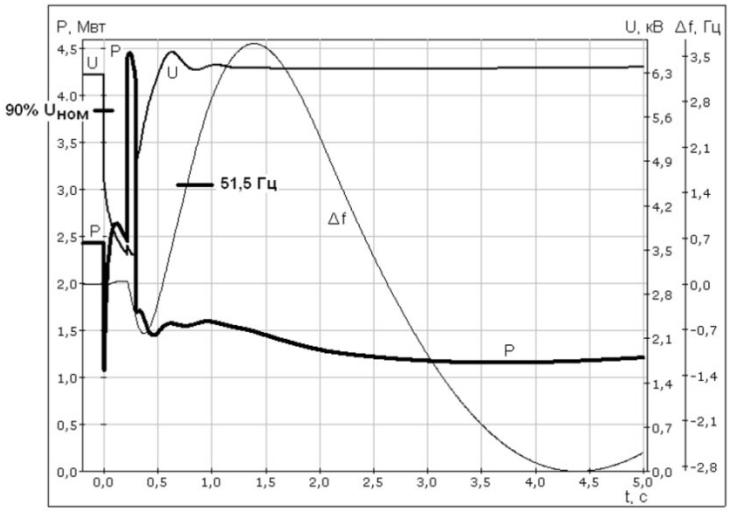


Рис. 1. Параметры переходного режима для одного из генераторов ГПЭС при отделении от внешней сети, сопровождающейся большой перегрузкой ГПЭС.

При выводе рассматриваемых защит из работы переходный процесс заканчивается успешно, но имеющиеся защиты генераторов (в данном случае защиты минимального напряжения и по повышению частоты) отключат работающие генераторы (уставки защит отмечены штрихами на рис.1)

В рассматриваемых условиях возможности сохранить в работе генерирующие установки ГПЭС при отделении от сети не представляется возможным, однако сохраняется возможность повторного запускать ГПЭС и последующего подключения к ней электроприемников потребителей.

3) Работа ГПЭС в автономном режиме.

Наиболее серьезные последствия от такого подхода в выборе уставок устройств РЗА ГУ имеют место в случаях, когда генерирующие установки действием частотной делительной автоматики (ЧДА) или при авариях в сети оказываются в режиме автономного электроснабжения нагрузки, при которых генераторы излишне отключаются при пусках или остановах электродвигателей сравнительно небольшой мощности и, как следствие, с полным погашением электроснабжения энергорайона.

Расчеты показывают, что от четырех параллельно работающих генераторов мощностью по 2400 кВт можно запускать асинхронные двигатели 380 В (через трансформатор 6/0,4 кВ) с мощностью, не превышающей 320 кВт. Попытка пуска синхронного двигателя типа СТД с номинальной мощностью 1250 кВт (13% от мощности четырех работающих газопоршневых генераторов) переходный процесс заканчивается успешно только в случае вывода рассматриваемых защит из работы, однако имеющиеся защиты генераторов (в данном случае защиты минимального напряжения и по понижению частоты) отключат работающие генераторы (уставки защит отмечены штрихами на рис. 2). Применение данных ГУ с указанными уставками защит для автономного электроснабжения промышленных потребителей возможно только при очень малых и плавных изменениях нагрузки (включение электродвигателей через частотные преобразователи), так как защиты срабатывают при прямых пусках большинства электродвигателей.

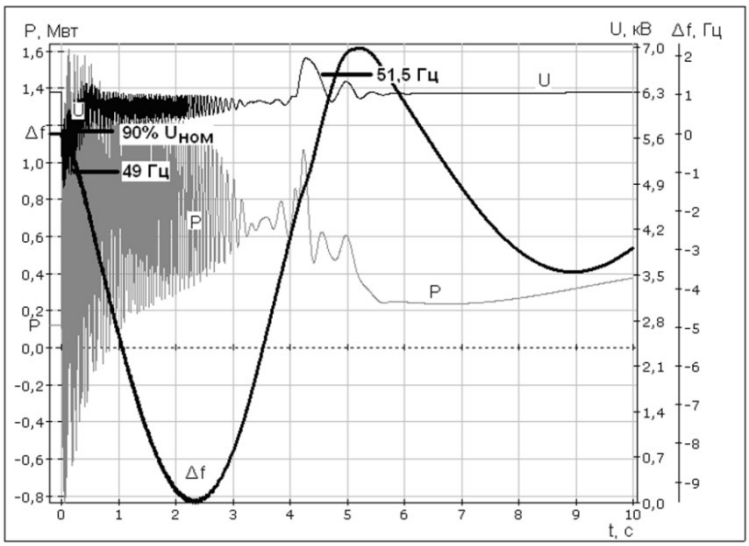


Рис. 2. Параметры переходного режима при пуске синхронного двигателя 1250 кВт в автономном режиме от ГПЭС 4×2400 кВт.

В соответствии с ГОСТ [2], автоматическое противоаварийное управление предназначено для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы, и в соответствии с изложенными в нем требованиями электростанции должны оснащаться:

- частотной делительной автоматикой (ЧДА), которая устанавливается на всех ТЭС 25 МВт и выше, за исключением электростанций, на которых установка устройств ЧДА невозможна по условиям работы;

- устройствами автоматической частотной разгрузки (АЧР), действующими на отключение сторонних потребителей, а также неответственных потребителей собственных и хозяйственных нужд электростанции.

При проектировании новых электростанций или расширении с вводом новых генерирующих мощностей существующих, требования [2], как правило, выполняются. Следует отметить, что в последнее время получают достаточно широкое распространение газопоршневые ГУ единичной мощностью до 16-18 МВт (в зависимости от линейки мощностей заводов-изготовителей), на базе которых строятся электростанции с количеством ГУ до 6-10 единиц. Следовательно, на данных станциях согласно требованиям [2] должен быть реализован проект ЧДА, что может быть проблемным, с учетом вышеуказанных особенностей.

Параметры делительной автоматики, обеспечивающей выделение электростанции на автономное электроснабжение ближайших потребителей и/или собственных нужд (СН) при аварийном состоянии энергосистемы, должны быть согласованы с процессами, характерными для используемых генерирующих установок и крупными промышленными потребителями данного энергорайона.

Делительная автоматика известна в основном в виде частотной делительной автоматики (ЧДА). Такая автоматика срабатывает при снижении частоты в энергосистеме до 46–47,5 Гц. Традиционно ЧДА рассчитывается в первую очередь на случаи плавного понижения частоты при сохранении допустимых уровней напряжения. Именно такие процессы имеют место, если в энергосистеме или в большой ее части возникает аварийный дефицит мощности. Величины дефицита мощности в таких случаях не бывают слишком большими, даже при отключении крупной электростанции.

Но необходимо иметь в виду и другой возможный алгоритм развития аварии, когда отделяется небольшой район, в котором дефицит мощности может быть как угодно велик. В этом случае, как правило, имеют место значительные понижения напряжения, которые, могут создавать как большие сбросы нагрузки, резко улучшающие протекание аварии, так и лавины напряжения, ведущие к полному нарушению работы и потребителей, и электростанций. Оба эти возможные следствия возникновения большого дефицита мощности и ведут к значительной разгрузке генераторов, и авария может развиваться без понижения частоты или даже с ее повышением. Следовательно, в таких случаях АЧР не является эффективной противоаварийной мерой [3].

Автоматическое выделение генераторов (всех или части электростанции) на автономную работу обычно оказывается крайне сложной задачей. Трудности обусловлены необходимостью одновременно разорвать все связи электростанции с энергосистемой, сохранив в работе СН электростанции (всей или части генераторов) и возможно бóльшую нагрузку потребителей, разгрузить генераторы и сбалансировать район по активной и реактивной мощностям. Если в процессе отделения от сети и в послеаварийном режиме устойчивость нагрузки не нарушается, то задержки в срабатывании АЧР (и, соответственно, снижение уставок по частоте по сравнению с максимально возможной уставкой) не принципиальны, при условии, что величина кратковременного снижения частоты допустима для генераторов.

В тех случаях, когда отделение от сети может приводить к настолько значительному снижению напряжения, что может иметь место нарушение работы ответственных электроприемников, то требуется быстрое снижение величины электропотребления. При этом разгрузка от АЧР-I может оказаться недостаточно быстродействующей. Тогда может быть применена разгрузка без выдержки времени по факту отделения от сети, если это технически осуществимо. Если расчеты показывают, что предотвратить лавину напряжения не удается, то может быть рассмотрен вариант с отключением почти всех электроприемников, чтобы восстановить напряжение, с последующими автоматическими запусками электродвигателей с очередностью, диктуемой особенностями производственного процесса с контролем напряжения.

Учитывая тот факт, что собственниками объектов распределенной генерации не редко являются промышленные предприятия, представляется целесообразным выполнение ЧДА и на электростанциях мощностью менее 25 МВт, с учетом особенностей технических характеристик генерирующих установок, уставок устройств РЗА и особенностей технологического управления электроприемниками.

Следует отметить, что крайне трудно убедить заводы-изготовители согласиться на изменение уставок защит (по величине тока, напряжения, частоты и времени срабатывания) без снятия гарантийных обязательств, однако, в отдельных случаях, при хорошей аргументации, некоторые заводы соглашаются на такие изменения. В отдельных случаях при расширении диапазона допустимых уставок по U и f заводы-изготовители одновременно вводят ограничения по мощности генераторов в сторону уменьшения и соответствующие изменения вносят в настройки параметров контроллера мощности. Без изменения уставок применение ГУ с указанными уставками защит целесообразно только в тех случаях, когда электростанция устанавливается только с целью снижения расходов на электрическую энергию, без решения задачи обеспечения резервного электроснабжения потребителей.

Несколько ослабить негативные эффекты от внезапной потери генерации из-за срабатывания генераторных защит возможно посредством применения комплексных мер:

- автоматики повторного запуска и синхронизации генераторов;
- оптимизации мероприятий по введению режима работы сети в допустимую область;
- улучшения условий самозапуска и автоматического повторного пуска электродвигателей (с учетом ограничений, которые генераторные защиты налагают на процессы пусков).

1.2. Возникновение вторичных нарушений устойчивости в узлах нагрузки

Значительная часть генерирующих установок (ГПЭС, ДЭС, ГТЭС с разрезными валами или, что тоже самое, со свободными силовыми турбинами) обладают механическими постоянными инерции, значительно меньшими, чем традиционные паротурбинные генераторы. Вследствие чего возникают трудности с обеспечением динамической устойчивости данных ГУ. При этом нарушение динамической устойчивости и переход генераторов в асинхронный режим может оказывать отрицательное влияние на потребителей электроэнергии, так как объекты распределенной генерации электрически близки к нагрузкам и могут вызывать вторичные нарушения устойчивости.

В соответствии с [4] устанавливаются группы нормативных возмущений, при которых должна обеспечиваться динамическая устойчивость, а, следовательно, вышеуказанные ГУ должны отвечать данным требованиям, но результаты расчетов показывают, что это не так.

Низкая (по сравнению с паротурбинными генераторами) динамическая устойчивость ряда генераторных установок перечисленных выше является трудно преодолимым обстоятельством. Конструктивные ухищрения (например, создание управления, аналогичного по своему эффекту известной импульсной разгрузке паровой турбины) – дело будущего. В настоящем нужно в конкретных условиях решать проблему ликвидации асинхронного режима таких ГУ. У рассматриваемых генераторов данный режим характеризуется большим скольжением, значительной амплитудой колебаний скольжения и высокой вероятностью самопроизвольной ресинхронизации, если состояние электрической сети близко к нормальной схеме.

Если учесть, что ликвидация асинхронного режима действием автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) означает для сети потерю на какое-то время данной генерации, или значительной ее части (если на генераторном напряжении имеется нагрузка), то такая потеря влечет за собой увеличение перетоков по сети и снижение напряжений в узлах. В итоге можно прийти к выводу, что автоматическую ликвидацию асинхронного режима рассматриваемых генераторов целесообразно применять только тогда, когда эта мера является необходимой и обоснованной.

С точки зрения надежности работы распределительной сети и энергоснабжения потребителей, возможно было бы допускать асинхронные режимы у генераторов небольшой мощности, если асинхронный режим:

- кратковременный;
- заканчивается самопроизвольной ресинхронизацией генераторов;
- не наносит вреда нормальной работе других генераторов и электроприемников (должно быть обосновано расчетами);
- длительность асинхронного режима контролируется АЛАР.

Действие АЛАР на отключение обосновано в том случае, если длительность асинхронного режима оказывается больше допустимой (затяжные асинхронные режимы генераторов наиболее вероятны в ремонтных схемах и аварийных условиях, когда ослаблены связи в энергосистеме).

Таким образом, исходя из опыта эксплуатации и выполнения расчетов динамической устойчивости для объектов распределенной генерации, применение АЛАР на ГТЭС, ГПЭС и ПГЭС целесообразно. Следует отметить, что электрический центр качаний на электростанциях малой и средней мощности обычно находится в повышающем трансформаторе вблизи выводов генератора.

В ряде случаев, для вышеуказанных генераторов целесообразно предусматривать двухступенчатое действие АЛАР:

- при фиксации двух проворотов ротора генератора относительно вектора напряжения энергосистемы – автоматическое снижение мощности турбины до 60% от номинальной и формирование выдержки времени на случай естественной ресинхронизации;
- по истечение выдержки времени – отключение генератора от шин высшего напряжения с сохранением электроснабжения собственных нужд и сторонних потребителей с шин.

Вероятность ресинхронизации электростанций в распределительной сети велика. Поэтому, с учетом конкретных условий, целесообразно отстраивать срабатывание АЛАР по времени от ресинхронизации генераторов, если задержка срабатывания АЛАР не приводит к возникновению препятствующего ресинхронизации многочастотного асинхронного режима генераторов или к дополнительным нарушениям устойчивости двигателей в узлах нагрузки.

Представляется целесообразным проводить изучение параметров и характеристик генерирующих установок до их приобретения, что позволит снизить затраты на реализацию проекта внедрения ОРГ.

1.3. Необходимость в реконструкции РЗА и ПА прилегающей сети

Возможны различные схемы подключения ГУ к распределительным электрическим сетям, которые приведены на рис. 3, при этом выбор схемы подключения зависит от мощности ГУ или электростанции, ее удаленности от сетей распределительных сетевых компаний и других факторов.

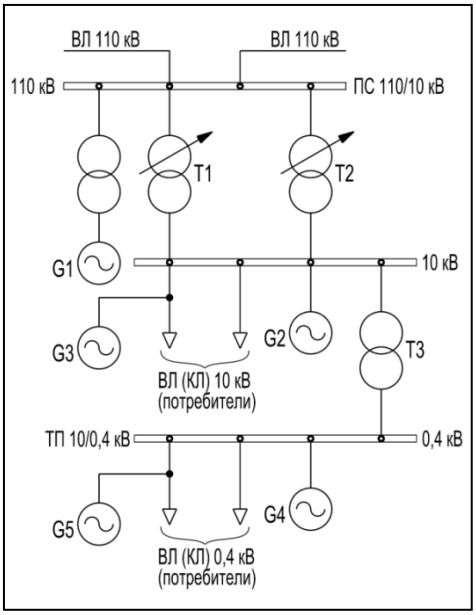


Рис. 3. Принципиальная схема возможных вариантов подключения ГУ к распределительным электрическим сетям

Следует отметить, что при подключении отдельных ГУ или электростанций ОРГ к шинам 110-220 кВ распределительных подстанций через трансформаторы (например: G1) или при подключении к шинам 0,4-6-10 кВ подстанций (например: G2 и G4), то принципы построения РЗА в прилегающей сети не изменяются, так как не изменяется потокораспределение, а электроснабжение потребителей осуществляется по фидерам, отходящим от шин распределительных подстанций с потоком мощности «от шин в линию».

Другая ситуация складывается с подключением генераторов или электростанций к фидерам 0,4-6-10 кВ (например: G3 и G5), при этом возникает необходимость в реконструкции устройств РЗА с применения более сложных защит в прилегающей сети, так как в сети возникают реверсивные потоки мощности, зависящие от режима генерации и потребления в узлах нагрузки. В ряде случаев требуется изменение топологии сети с установкой дополнительных коммутационных аппаратов, а также полной заменой коммутационного оборудования в связи с ростом уровня токов КЗ.

Присоединение отдельных ГУ или электростанций ОРГ к шинам подстанций наиболее предпочтительно с точки зрения вышеизложенных вопросов, но однако данное решение имеет и отрицательную сторону, а именно, снижается возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей при авариях на шинах ПС, при которых отключаются и ГУ и все потребители. Подключение же ОРГ к фидерам внутри распределительной сети позволяет при авариях на шинах ПС выделяться станциям или ГУ на сбалансированную нагрузку в энергорайоне и осуществлять электроснабжение потребителей до момента восстановления внешней распределительной сети.

Учитывая вышеизложенное, при планировании строительства ОРГ представляется целесообразным выполнение трехэтапного проектирования, а именно:

1 этап. Разработка схемы выдачи мощности электростанции с обоснованием строительства и инвестиций.

2 этап. Разработка проекта, включающего технико-экономическое обоснование.

3 этап. Выполнение рабочей документации по проекту строительства электростанции.

Под разработкой схемы выдачи мощности (СВМ) подразумевается выполнение комплекса технических и схемных решений присоединения электростанции или ГУ к электрическим сетям, обеспечивающих надежное и эффективное функционирование генерирующего оборудования и объектов электрических сетей в месте расположения электростанции. В рамках данной работы проводятся все основные виды расчетов (расчеты установившихся режимов, статической и динамической устойчивости, токов КЗ и т.д.) и принимаются основные технические решения, после чего возможно получение технических условий на технологическое присоединение к электрическим

сетям. Разработка СВМ должна проводиться по согласованному с филиалом ОАО «СО ЕЭС» (для электростанций мощностью более 5 МВт) и электросетевой компанией техническому заданию, при этом результаты работы необходимо согласовать с вышеуказанными организациями и собственником ОРГ.

Разработка первым этапом СВМ позволяет на основании проведенных расчетов доказать, что планируемый к подключению ОРГ не создает дополнительных технических проблем в прилегающей электрической сети (либо обозначить возникающие проблемные вопросы и привести основные технические решения, позволяющие их полностью решить или минимизировать влияние до допустимого уровня), а также показать преимущества от внедрения данного генерирующего оборудования в данном узле сети. К преимуществам можно отнести возможность привлечения ОРГ к реализации алгоритмов ПА, а также обеспечение надежного электроснабжения потребителей при выделении на сбалансированную нагрузку энергорайона и отсутствие необходимости электросетевой компании организовывать электроснабжение потребителей от собственных резервных источников питания.

Основные технические решения должны включать в себя разделы по оснащению электростанции и прилегающей электрической сети оборудованием релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА), средств связи, автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ), автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).

В большинстве случаев, при согласовании технических условий на присоединение дополнительной нагрузки на генераторном напряжении вышеуказанных электростанций, разрешается выполнять такое подключение при вводе в работу новых генерирующих мощностей без реализации мероприятий по усилению питающей сети 110 (220) кВ, что в свою очередь приводит:

- в случае применения генераторов с указанными уставками защит - к набросу нагрузки на питающую сеть и соответствующей перегрузке трансформаторов и ЛЭП при КЗ в прилегающей сети;
- к необходимости оснащать трансформаторы ПС 110 (220) кВ и питающие ЛЭП 110 (220) кВ устройствами локальной ПА (АОПО) за счет собственника электростанции, включая данные требования в ТУ на технологическое присоединение;
- к необходимости заводить под действие локальных устройств ПА (АОПО) в первую очередь новых потребителей, подключенных дополнительно, с учетом ввода данных генерирующих мощностей.

2. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОРГ

Учитывая свойства ОРГ, в первую очередь – возможность принять нагрузку значительно быстрее, чем на тепловых электростанциях с паротурбинными установками, возможна быстрая ликвидация термической (токовой) перегрузки ЛЭП и трансформаторов с помощью автоматического запуска и набора мощности ГУ ОРГ, подключенных к шинам подстанций, причем требования к скорости набора мощности зависят от термических свойств элементов сети.

Для решения вопросов противоаварийного управления в распределительных сетях становятся актуальными вопросы внедрения средств автоматизации ОРГ, позволяющих использовать генерирующие установки в реализации алгоритмов следующих видов ПА:

- автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) линий электропередачи и трансформаторов;
- автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН).

Более подробно данный вопрос рассмотрен в [1].

Для реализации указанных возможностей необходимо:

- полностью автоматизировать процесс пуска агрегатов электростанции по команде от внешних устройств;
- обеспечивать возможности выдачи дискретной и цифровой информации в локальные устройства ПА и/или иерархические системы ПАУ;

- оснастить электростанции средствами приема команд в центральное устройство управления станции для приема и реализации управляющих воздействий ПА;

- обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности генерирующих установок на скорость набора мощности, обеспечивающую разгрузку в необходимом объеме ЛЭП или трансформаторов;

- предусматривать возможность работы генерирующих установок, как в автономном режиме, так и параллельно с сетью без переключений, требующих вмешательства дежурного персонала (оператора).

Реализация данных мероприятий позволит значительно повысить эффективность использования ОРГ и надежность электроснабжения потребителей.

ВЫВОДЫ

1. Представляется целесообразным проводить изучение параметров и характеристик генерирующих установок до их приобретения, что позволит снизить затраты на реализацию проекта внедрения ОРГ.
2. При планировании строительства ОРГ необходимо на первом этапе выполнять разработку схемы выдачи мощности электростанции для решения всех технических вопросов по проблемным аспектам интеграции ОРГ в распределительные электрические сети.
3. В проектах ОРГ необходимо предусматривать автоматизацию процесса пуска ГУ для повышения эффективности использования ОРГ в реализации алгоритмов устройств ПА (АОПО, АОСН) для решения задач минимизации объемов и времени отключения потребителей при перегрузке ЛЭП и трансформаторов, а также при снижениях напряжения в узлах сети.
4. В целях повышения надежности электроснабжения потребителей необходимо в проектах рассматривать возможность выделения электростанций мощностью менее 25 МВт на сбалансированную нагрузку (автономную работу) действием ЧДА (при наличии ТЭО).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Горшкова Н.А., Гуревич Ю.Е., Илюшин П.В. «Перспективные направления в автоматизации объектов распределенной генерации при их интеграции в распределительные сети», Релейная защита и автоматизация, 2013, №1.

[2] ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования», утвержден приказом Росстандарта от 15 ноября 2012 года N 807-ст., введен в действие с 1 июля 2013 года.

[3] Илюшин П.В. «Требования к разгрузке при вынужденном отделении от сети электростанции с собственными нуждами и нагрузкой на напряжении 6–10 кВ» – Электро, 2011, № 6.

[4] Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 277. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Илюшин Павел Владимирович окончил факультет энергетики Новосибирского ГТУ в 1997 г. В 2011 г. в ОАО «НТЦ электроэнергетики» защитил кандидатскую диссертацию «Разработка и развитие принципов противоаварийного управления распределительными сетями мегаполиса». В настоящее время директор по техническому контролю и аудиту ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС».

УСТРОЙСТВО ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН С ТОКОМ СРАБАТЫВАНИЯ НИЖЕ НОМИНАЛЬНОГО И АЛГОРИТМОМ БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ИСПРАВНОСТИ ТОКОВЫХ ЦЕПЕЙ.

Казаник Р.Е. Главный специалист отдела РЗА ООО «Механотроника РА»
Давыдов П.А. Заместитель технического директора ООО «Механотроника РА»

Не секрет, что излишняя работа дифференциальной защиты электродвигателей и генераторов при неисправностях цепей тока или трансформаторов тока – актуальная проблема, не имеющая на сегодняшний день общепринятого простого и надежного решения, позволяющего выполнять защиту с током срабатывания ниже номинального. В настоящей статье рассмотрено устройство разработки ООО «Механотроника РА», реализующее быстродействующий алгоритм контроля исправности цепей тока, позволяющий исключить излишние действия защиты.

В настоящее время в Российской энергетике отсутствуют нашедшие широкое распространение устройства дифференциальной защиты электродвигателей и генераторов, позволяющие выполнить защиту с током срабатывания ниже номинального и при этом обеспечивающие отсутствие излишних срабатываний защиты при неисправностях цепей тока (обрывах, замыканиях и т.п.) или трансформаторов тока (ТТ). В то же время, НТД (например, [1]) требуют для выполнения продольной дифференциальной защиты генераторов иметь ток срабатывания не выше 0,6 от номинального. При выполнении защиты с током срабатывания ниже номинального приходится считаться с возможным излишним действием защиты при неисправностях цепей тока (ЦТ) или ТТ.

Существует два подхода к выбору уставок дифференциальной защиты с торможением:

1. отстройка от обрыва цепей тока при номинальной нагрузке;
2. без отстройки от обрыва цепей тока, исходя из требования обеспечения необходимой чувствительности и быстродействия.

Как правило, производители современных устройств релейной защиты в методиках по расчету уставок рекомендуют применять первый вариант для наиболее ответственных объектов, когда ущерб от излишнего действия превышает ущерб от повреждения оборудования. Также первый вариант рекомендуется применять, когда существует высокая вероятность обрыва токовых цепей, как, например, в дифференциальной защите шин. Второй вариант рекомендуется для снижения ущерба от внутренних коротких замыканий (КЗ), но допускает излишнюю работу защиты.

Ведущие производители устройств РЗА предлагают в своих терминалах различные варианты выполнения алгоритмов выявления неисправностей ЦТ и ТТ. Наиболее распространенное решение среди отечественных разработчиков – контроль уровня дифференциального тока с выдержкой времени. Однако, в силу принципа действия, данный алгоритм способен лишь обеспечить сигнализацию, но не определить истинную причину роста дифференциального тока: КЗ или неисправность ЦТ или ТТ. У зарубежных производителей РЗА [2] представлены более сложные алгоритмы контроля, способные быстро срабатывать при обрывах ЦТ (о способности выявлять замыкания в ЦТ в описании алгоритма не упоминается) и не допускать излишней работы дифференциальной защиты посредством вывода ее из работы. Однако, несмотря на разнообразие решений, на сегодняшний день отсутствует единый общепринятый подход, позволяющий реализовать простой и эффективный вариант выполнения контроля цепей тока, позволяющий использовать дифференциальную защиту с уставкой ниже номинального тока защищаемого объекта.

В одной из публикаций [3] появилась информация о серийно выпускаемом устройстве дифференциальной защиты электродвигателей, способном, по заявлению разработчиков, реализовать работу с уставкой ниже номинального тока электродвигателя. Авторы настоящей статьи участвовали в разработке устройств описываемой линейки, поэтому считают спорной эффективность данного решения. Несмотря на заявленную возможность, устройство не обеспечивает сколь либо бóльшую чувствительность и быстродействие. Из описания заложенного алгоритма следует, что чувствительный орган защиты вводится в работу только при обнаружении

устройством приращения тока выше величины, равной 3,5 порога срабатывания грубого пускового органа. Работа программного обеспечения в рассматриваемых устройствах осуществляется циклически, поэтому чувствительный орган может быть введен в работу не раньше цикла, в котором будет зафиксировано приращение тока заданной величины. Между тем, широко известно, что время срабатывания цифрового РЗА имеет зависимость от кратности величины тока. Из этого следует, что на момент срабатывания при внутреннем КЗ (даже без учета подпитки от самой машины) органа, реагирующего на приращение тока электродвигателя, уже обеспечена кратность равная минимум 3,5 к уставке грубого органа. А это означает, что в цикле, в котором сформирован признак ввода чувствительного органа уже произошло срабатывание грубого органа? Более того его срабатывание могло произойти и на предыдущем цикле работы устройства из–за более высокой кратности к току уставки! Таким образом получается, что, несмотря на заявленную возможность работы дифференциальной защиты с током срабатывания ниже номинального, никакого выигрыша в быстродействии и чувствительности устройство не обеспечивает.

ЭФФЕКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ

Специалистами ООО Механотроника РА предлагается новое эффективное решение проблемы излишнего срабатывания дифференциальной защиты с током ниже номинального тока защищаемого объекта. Авторы считают, что применяемый зарубежными специалистами метод полного вывода защиты при срабатывании быстродействующего алгоритма контроля цепей тока кардинально отличается от общепринятых в России принципов построения дифференциальной защиты. Поэтому предлагается не блокировка, а дополнение защиты, выполненной с током срабатывания выше номинального, чувствительным органом, работающим под управлением быстродействующего контроля ЦТ. Таким образом не нарушается текущая идеология построения защиты с током срабатывания выше номинального тока защищаемого объекта, но в тоже время защита снабжается постоянно находящимся в работе чувствительным органом. Для обеспечения несрабатывания этого органа при повреждениях ЦТ или ТТ, наряду с медленно действующим требуется применение простого и эффективного быстродействующего алгоритма контроля.

Рассмотрим боле детально реализацию предлагаемого механизма на примере устройства дифференциальной защиты электродвигателей. На рис.1 приведена тормозная характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

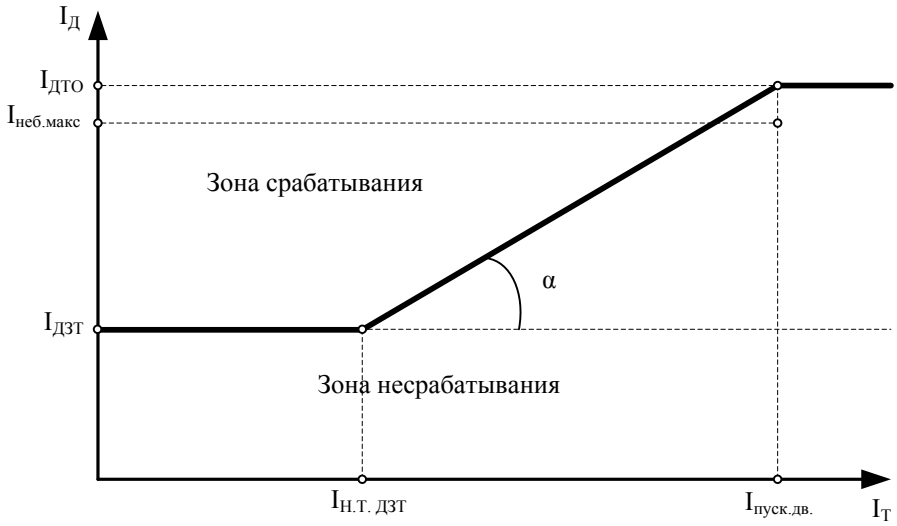


Рис.1. Тормозная характеристика срабатывания дифференциальной защиты

Характеристика разделена на три участка. По оси абсцисс отложены значения тормозного тока ($I_Т$), а по оси ординат значения дифференциального тока ($I_Д$) в долях от номинального тока электродвигателя. Угол наклона характеристики на первом участке равен нулю и характеристика срабатывания однозначно определяется только значением уставки начального тока срабатывания $I_{ДЗТ}$. Второй участок имеет наклон к оси абсцисс равный некоторому углу α, определяемому

уставкой коэффициента торможения $К_{Т\ ДЗТ}$, на этом участке характеристика срабатывания описывается функцией от двух величин:

$$I_Д = f(I_T, K_{T\ ДЗТ}) \qquad (1)$$

Коэффициент торможения представляет собой отношение приращения дифференциального тока к соответствующему ему приращению тормозного тока на границе зоны срабатывания ДЗТ:

$$K_{T\ ДЗТ} = \frac{\Delta I_Д}{\Delta I_T} \qquad (2)$$

Угол наклона характеристики на третьем участке равен нулю и характеристика срабатывания определяется только уставкой тока срабатывания дифференциальной токовой отсечки (ДТО) $I_{ДТО}$. Ток срабатывания ДТО отстроен от максимально возможного небаланса ($I_{неб.макс.}$) протекающего через защиту электродвигателя, возникающего при протекании токов пуска и самозапуска ($I_{пуск.дв.}$).

Устройство производит вычисление мгновенного значения дифференциального тока для контура каждой фазы по выражению:

$$i_Д(t) = \frac{i_1(t) - i_2(t) \cdot k}{I_{НОМ}} \qquad (3)$$

где $i_1(t)$ – мгновенные значения тока стороны ввода питания;

$i_2(t)$ – мгновенные значения тока стороны нейтрали;

k – масштабный коэффициент, позволяющий в случае необходимости производить выравнивание цепей (регулируется в диапазоне 0,50 – 1,50);

$I_{НОМ}$ – номинальный ток электродвигателя.

Далее для работы алгоритма дифференциальной защиты устройство производит вычисление действующего значения первой гармонической составляющей из мгновенных значений дифференциальных токов каждого из контуров фаз.

Тормозные токи вычисляются как арифметическая «полусумма» действующих значений по выражению:

$$I_T(t) = \frac{I_1(t) + I_2(t) \cdot k}{2 \cdot I_{НОМ}} \qquad (4)$$

где $I_1(t)$ и $I_2(t)$ – действующие значения первой гармонической составляющей токов стороны ввода питания и стороны нейтрали соответственно.

Чувствительный орган ДЗТч вводится при конфигурировании устройства при помощи программного ключа. Характеристика срабатывания дифференциальной защиты в этом случае приведена на рис.2. Штриховкой показано расширение зоны срабатывания по сравнению с грубым пусковым органом ДЗТ.

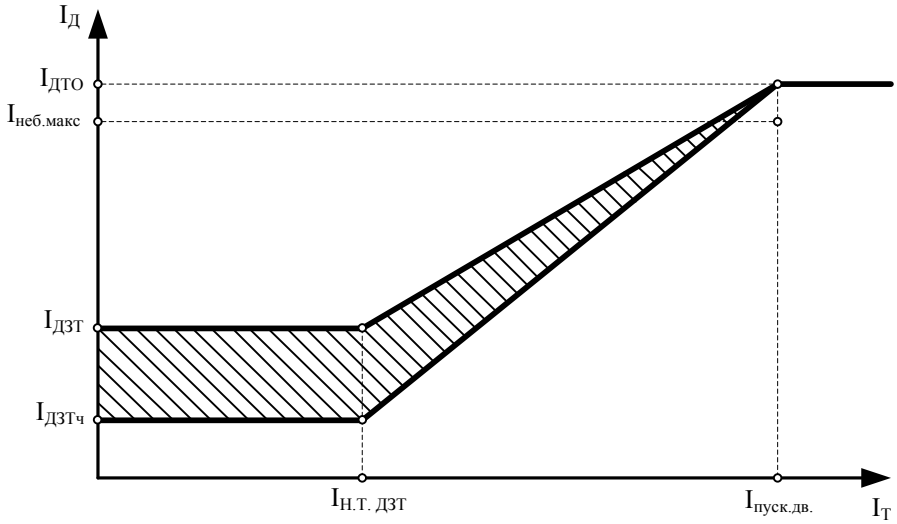


Рис. 2. Тормозные характеристики срабатывания грубого и чувствительного пусковых органов дифференциальной защиты

Уставка срабатывания чувствительного органа ДЗТч выбирается меньшей, чем номинальный ток электродвигателя, поэтому наряду с медленнодействующим требуется применение особого быстродействующего алгоритма контроля исправности ЦТ и ТТ. Упрощенная логическая схема работы дифференциальной защиты приведена на рис.3. Ввод в работу чувствительного ПО дифференциальной защиты с торможением осуществляется при помощи программного ключа **«ДЗТч»**. Пусковой орган находится в работе постоянно и управляется быстродействующим алгоритмом контроля ЦТ. При срабатывании ПО ДЗТч устройство выполняет анализ изменения соотношения дифференциальных и тормозных токов и принимает решение: если увеличение дифференциального тока вызвано КЗ, то происходит срабатывание защиты, если же увеличение вызвано неисправностью ЦТ или ТТ, то устройство формирует соответствующий предупредительный сигнал и блокирует работу ДЗТч. Пусковые органы ДЗТ и ДТО отстроены от небаланса при обрыве ЦТ и поэтому не управляются от алгоритма контроля ЦТ.

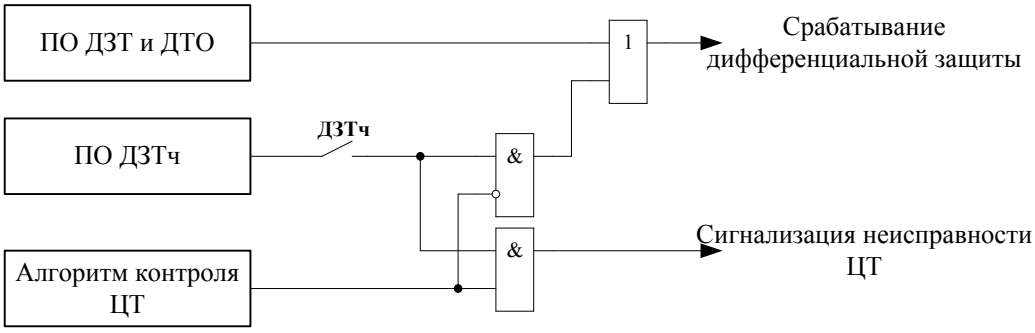


Рис.3. Упрощенная логическая схема работы дифференциальной защиты

Как отмечалось выше, принцип работы быстродействующего алгоритма контроля исправности ЦТ основан на анализе изменения соотношения дифференциальных и тормозных токов. На рис.4 схематично представлена тормозная характеристика с нанесенными точками режима обрыва ЦТ (**B**) и внутреннего короткого замыкания (**C**). В штатном рабочем режиме двигатель потребляет некоторый ток величиной $I_{ШТ.ДВ.}$. В идеальном случае в данном режиме дифференциальный ток равен нулю, а тормозной – $I_{ШТ.ДВ.}$ (точка **A** на тормозной характеристике). При повреждении цепей тока (обрыв, замыкание жил кабеля на землю или между собой) или при внутреннем КЗ через защиту начинает протекать дифференциальный ток. Однако, при этом траектории движения точек на тормозной характеристике существенно различаются. Несложно заметить, что при обрыве ЦТ точка на тормозной характеристике будет находиться на прямой, проходящей через точки **A** и **B**. В этом случае имеет место равенство:

$$\frac{\Delta I_T}{\Delta I_Д} = -0{,}5 \qquad (5)$$

где $\Delta I_T = I_T(t) - I_T(t-T)$ – приращение тормозного тока за один период сети;
$\Delta I_Д = I_Д(t) - I_Д(t-T)$ – приращение дифференциального тока.

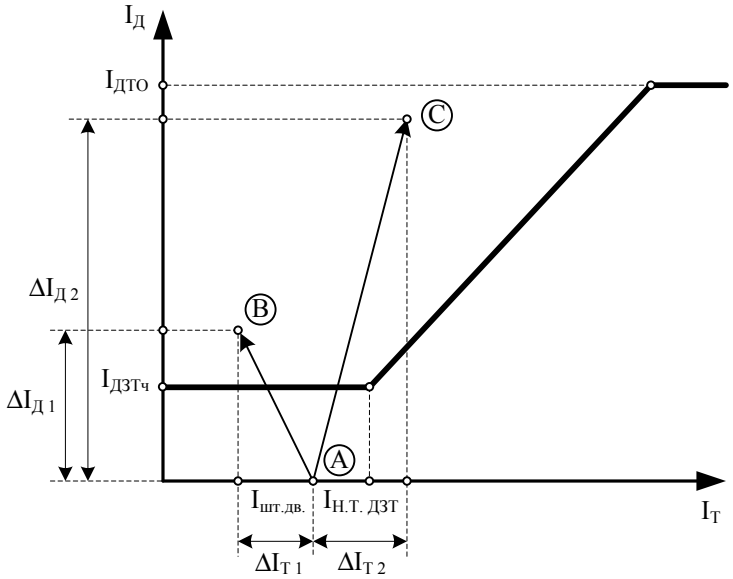


Рис.4. Тормозная характеристика с нанесенными точками режима обрыва ЦТ (**B**) и внутреннего короткого замыкания (**C**)

При внутреннем КЗ увеличение дифференциального тока происходит за счет протекания через защиту тока замыкания, при этом несложно заметить, что отношение приращения тормозного тока к приращению дифференциального тока (котангенс угла наклона прямой проходящей через точки **A** и **C** к оси абсцисс) будет всегда больше – 0,5. Таким образом, благодаря анализу отношения приращения тормозного тока к приращению дифференциального тока, можно отличать режимы неисправности ЦТ или ТТ и режимы внутренних КЗ. Алгоритм, основанный на данном принципе, имеет высокое быстродействие и способен предотвращать излишнюю работу защиты, выполненной с током срабатывания ниже номинального тока защищаемого объекта. При этом появляется возможность дополнять грубый пусковой орган ДЗТ чувствительным для обеспечения более высокой чувствительности и быстродействия защиты.

На рис.5 приведены результаты испытаний работы алгоритма при некоторых видах повреждения ЦТ. Ia1, Iв1, Ic1 – токи со стороны ввода питания электродвигателя, а Ia2, Iв2, Ic2 – токи со стороны нейтрали. Слева направо: обрыв в трех фазах (ошибочное изъятие испытательного блока в цепях защиты), замыкание на землю фазы В в контрольном кабеле, междуфазное замыкание АВ в цепях тока. Штрихпунктирной линией показан момент, в который произошло срабатывание чувствительных пусковых органов ДЗТ (трасса ***Сраб. ПО ДЗТч*** в осциллограмме), но срабатывание защиты (трасса ***Сраб. ДЗТ***) не произошло, так как было успешно заблокировано алгоритмом контроля исправности ЦТ.

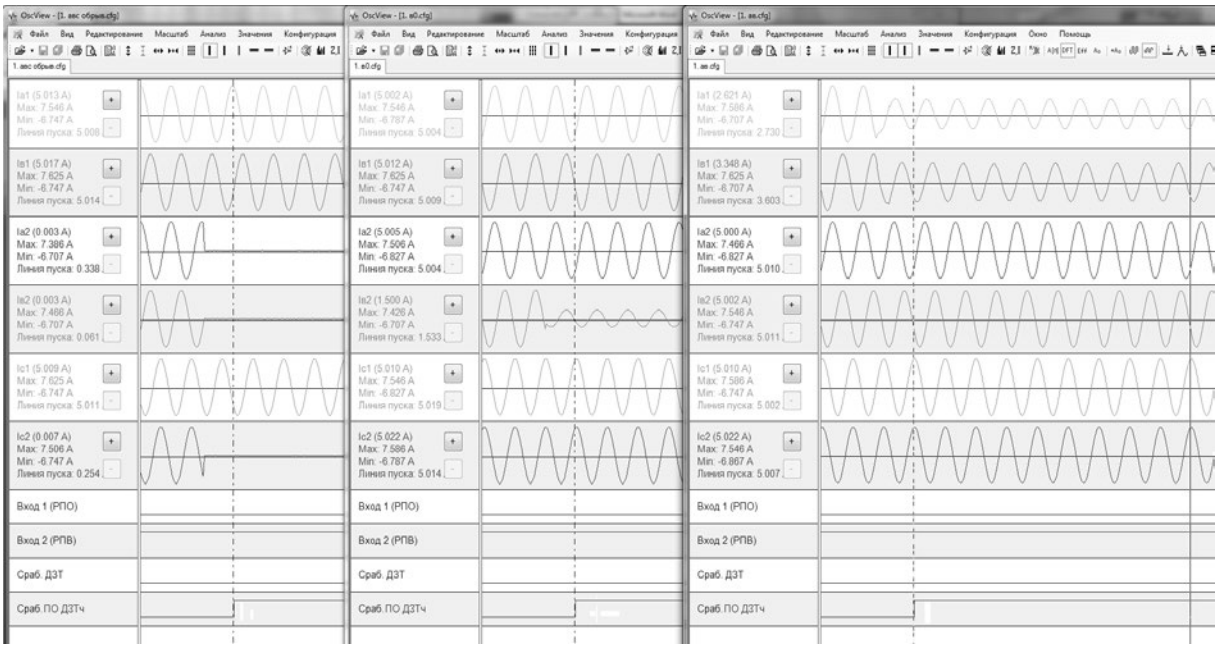


Рис.5. Результаты испытаний алгоритма контроля ЦТ и ТТ

Внимательный читатель отметит, что данный алгоритм имеет некоторые ограничения к применению – он не способен выявить повреждения в ЦТ и ТТ при пуске (самозапуске) электродвигателя (при неисправных на момент начала пуска ЦТ или ТТ). В этом случае возможно излишнее срабатывание чувствительного пускового органа, поэтому он выводится из работы. Так как в рамках предлагаемой концепции сохраняется принятый в России принцип использования грубого пускового органа, выполненного с отстройкой от обрыва ЦТ в штатном рабочем режиме, поэтому, даже несмотря на блокировку чувствительного органа на момент пуска (самозапуска) электродвигателя с неисправными ЦТ или ТТ, невозможно исключить излишнее срабатывание защиты в данном режиме. В то же время необходимо отметить, что и алгоритмы зарубежных производителей [2] также не лишены данного недостатка. Предлагаемый подход к организации дифференциальной защиты обладает потенциалом для дальнейшего совершенствования, специалисты ООО Механотроника РА работают в данном направлении.

Заключение

В статье рассмотрены наиболее распространенные принципы построения дифференциальных защит электрических машин. Указаны недостатки таких решений и отсутствие типовых решений, направленных на их устранение. Предложен алгоритм, позволяющий увеличить чувствительность защиты и снизить вероятность излишних действий при повреждениях ЦТ и ТТ. При этом не нарушаются устоявшиеся решения в области построения дифференциальных защит электрических машин, они лишь дополняются для повышения функциональности, надежности и быстродействия. Рассмотренный в статье подход к реализации дифференциальной защиты успешно воплощен в жизнь специалистами ООО Механотроника РА в устройстве релейной защиты электродвигателей DRP–105. Терминал наряду с обычной дифференциальной защитой с торможением и медленнодействующий алгоритм контроля исправности ЦТ имеет в своем составе чувствительный пусковой орган ДЗТ, работающий под управлением быстродействующего алгоритма контроля цепей тока.

Литература

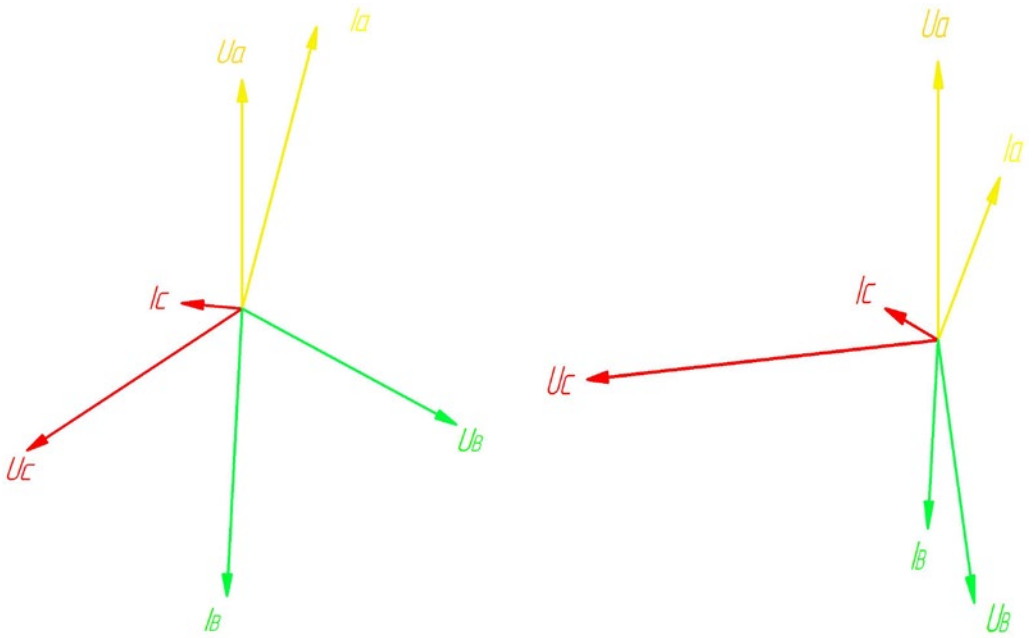
[1] Правила устройства электроустановок. 7-е издание.
[2] СТО 56947007-29.120.70.98-2011. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».
[3] Пирогов М., Михалев С. Проблема излишнего действия дифференциальной защиты при повреждениях в измерительных токовых цепях //Новости ЭлектроТехники. 2012. №2(74).

ПОВЕДЕНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ОРГАНОВ СОПРОТИВЛЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ С МАЛЫМИ ТОКАМИ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

ХАКИМЗЯНОВ Э.Ф.
ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»
ИСАКОВ Р.Г.
Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева

В сетях с изолированной нейтралью при выполнении релейной защиты, действующей на отключение, учитываются межфазные короткие замыкания ($К^{(3)}$, $К^{(2)}$) и двойные замыкания на землю ($К_{дв}^{(1,1)}$). На режим однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) ($К^{(1)}$) защита, как правило, выполняется с действием на сигнал, за исключением тех случаев, когда по условиям техники безопасности требуется отключение данного вида повреждения [1].

Возникновение режима ОЗЗ в сети сопровождается перенапряжениями различного характера, повышением напряжения в неповрежденных фазах, что может привести к пробою изоляции неповрежденных фаз и переходу ОЗЗ в «двухместное» или двойное замыкание на землю, при котором изменения токов и напряжений близки к двухфазному КЗ (рис. 1, *а*, *б*).



а *б*

Рис. 1. Векторная диаграмма токов и напряжений в режимах двухфазного КЗ (*а*) и двойного замыкания на землю (*б*)

На одиночных линиях с односторонним питанием от межфазных замыканий устанавливаются преимущественно ступенчатые токовые защиты или ступенчатые токовые защиты с пуском по напряжению, а если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, то рекомендуется установка дистанционной защиты (ДЗ) [2]. Измерительные органы сопротивления (ИОС) в сетях с малым током замыкания на землю выполняются в соответствии с основными принципами ДЗ линий напряжением 110-330 кВ [2].

При выполнении ДЗ в распределительных сетях с малыми токами замыкания на землю следует обратить внимание на тот факт, что защита должна реагировать не только на междуфазные короткие замыкания, но и на двойные замыкания на землю с отключением одного (или обоих) из мест повреждения.

В настоящее время в сетях 6-35 кВ применяются комплекты ДЗ различных производителей (Сириус-ДЗ-35, БЭ2502А10, SIPROTEC 7SA6 и т.д.). Однако в технической документации методическим указаниям по составлению алгоритмов обнаружения двойных замыканий на землю с определением поврежденного фидера, фазы, расстояния до мест повреждений, выбору уставок и характеристик срабатывания не отведено достаточного внимания.

Таким образом, целью научно-исследовательской работы является разработка алгоритмов защиты от двойных замыканий на землю в сетях с малыми токами замыкания на землю, выполняющих определение факта возникновения замыканий на землю с указанием поврежденного фидера, поврежденной фазы и расстояния до места повреждения.

Для решения поставленной цели предлагается использование комплекта ДЗ с ИОС междуфазных и фазных контуров *AB*, *BC*, *CA*, *A*, *B*, *C* соответственно. Поведение ИОС междуфазных и фазных контуров терминалов ДЗ анализируется по результатам моделирования электрической распределительной сети напряжением 10 кВ с

односторонним питанием с изолированной и компенсированной нейтралью (рис. 2, *а*, *б*) в программной среде MatLab Simulink, где система *S* имеет соотношение X/R = 0,6/0,1; Z_C = 0,6 Ом, линии *W1* (l = 10 км), *W2* (l = 7 км), *W3* (l = 15 км): $R_{удЛ1}$ = 0,578 Ом/км, $X_{удЛ1}$ = 0,37 Ом/км, $Z_{удЛ}$ = 0,69 Ом/км; заземляющий трансформатора ТЗ: $S_{ном}$ = 0,25 МВ·А, $U_в/U_н$=10/0,4 кВ, $X_т$ = 18 Ом; дугогасящий реактор ДГР: $X_р$ = 254 Ом.

В модели имитируются замыкания на землю одной фазы в т. *1–1′* на отходящих линиях *W2*, *W3*. В момент времени t = 0,1 с происходит замыкание на землю фазы *A* линии *W2* (т. *1* – 1 км), при t = 0,3 с происходит второе замыкание на землю фазы *B* линии *W3* (т. *1′* – 1 км). Переходное сопротивление замыкания на землю в месте повреждения принято равным 0 Ом. При этом в статье описывается анализ изменения сопротивления междуфазных и фазных контуров *AB*, *BC*, *CA*, *A*, *B*, *C*, подводимых к измерительным органам *Z* при повреждении *1-1′*.

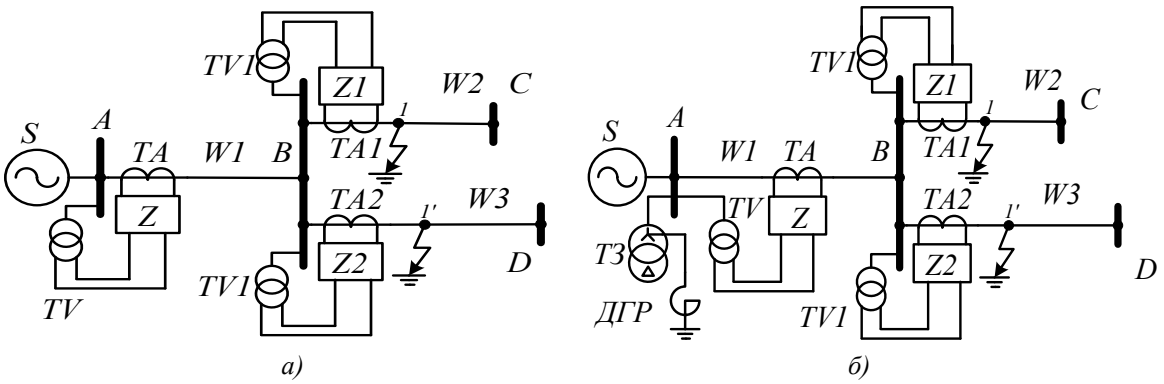


Рис. 2. Схема электрической распределительной сети напряжением 10 кВ:

а – изолированная нейтраль; *б* – компенсированная нейтраль

Компенсация токов нулевой последовательности (НП) производится включением в нейтраль заземляющего трансформатора (ТЗ) дугогасящего реактора (ДГР), сопротивление которого выбирается из значения тока НП $3I_0$, определяемого по формуле:

$$I_{кА}^{(1)} = 3I_0 = \frac{3U_ф}{Z_{и1} + Z_{и2} + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л0} - jX_с + 3R_з}, \qquad 1)$$

где $Z_{и1}$, $Z_{и2}$ – сопротивления прямой, обратной последовательностей источника, $Z_{Л1}$, $Z_{Л2}$, $Z_{Л0}$ – сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей линии, $X_с$ –емкостное сопротивление смежных линий, $R_з$ – сопротивление земли.

Согласно [3], компенсация токов НП применяется при значениях емкостного тока замыкания на землю в воздушных сетях 6-20 кВ на железобетонных или металлических опорах – при токе более 10 А. ДГР настраиваются на ток компенсации, как правило, равный емкостному току замыкания на землю (резонансная настройка). Ток компенсации равен:

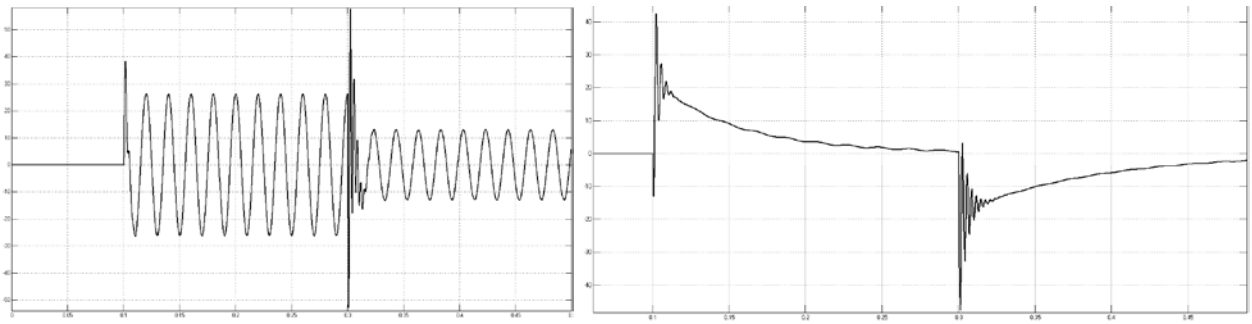
$$I_к^{(1)} = 3I_0 = \frac{U_ф}{X_р}. \qquad (2)$$

Тогда по таблице [табл. 12, прил. 4 [4]] определяется тип реактора и параметры ТЗ.

Действительный ток компенсации равен:

$$I_{рД} = \frac{3U_ф}{x_Т + 3x_р}. \qquad (3)$$

На рис. 3, *а*, *б* представлены осциллограммы токов НП $3I_0$ в моделируемой сети с изолированной и компенсированной нейтрали в режимах ОЗЗ и двойного замыкания на землю на питающей линии *W1*.

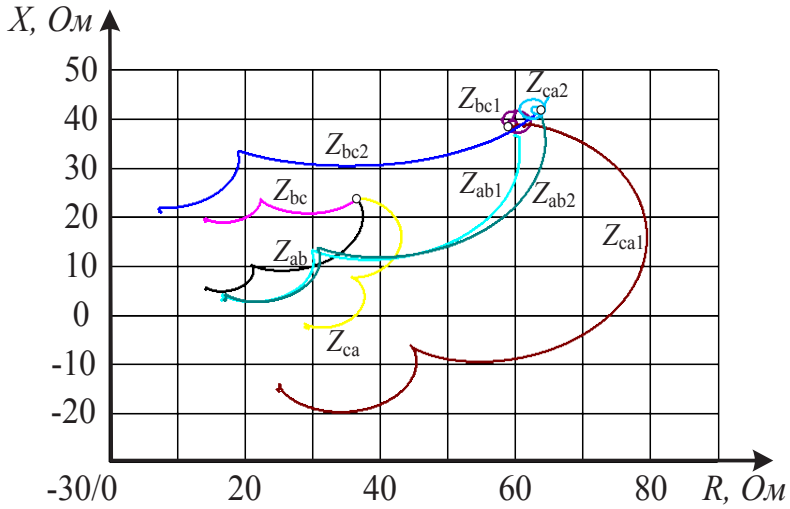


а) *б)*

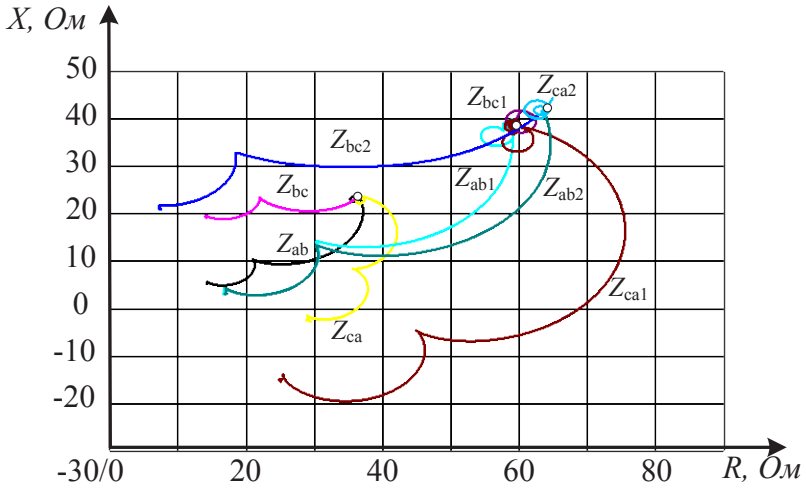
Рис. 3. Осциллограммы токов НП в сетях: с изолированной (а) и компенсированной нейтралью (б)

Замер сопротивлений междуфазных и фазных контуров проводится по классическому алгоритму определения сопротивлений, реализованному в цифровых терминалах дистанционной защиты и описанному в работах [4-6].

Поведение ИОС междуфазного и фазного контуров описываются векторными диаграммами, позволяющими оценить траекторию изменения вектора сопротивления на зажимах реле (рис. 4, *а*, *б*, рис. 5, *а*, *б*).



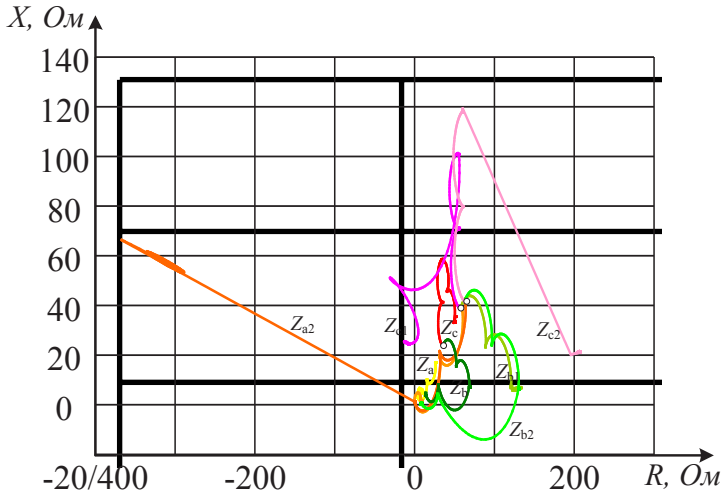
а



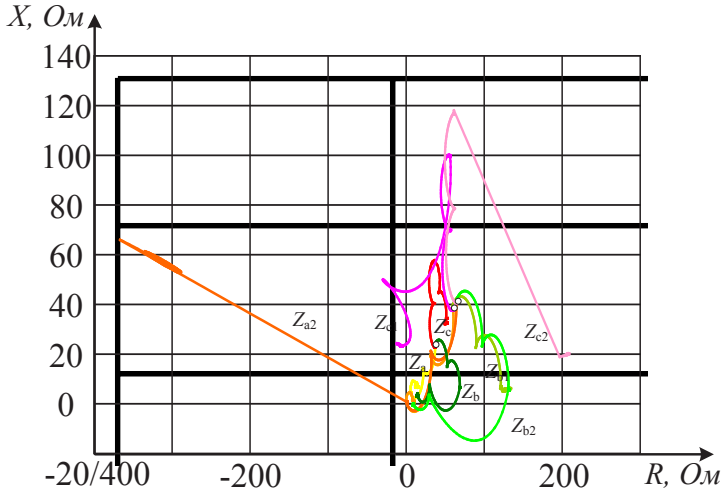
б

Рис. 4. Диаграмма сопротивления междуфазных контуров *AB*, *BC*, *CA*:

а – изолированная нейтраль; *б* – компенсированная нейтраль



а



б

Рис. 5. Векторная диаграмма изменения сопротивления фазных контуров *A*, *B*, *C*:

а – изолированная нейтраль; *б* – компенсированная нейтраль

В нормальном (нагрузочном) режиме сопротивления фазных Z_A, Z_B, Z_C и междуфазных контуров Z_{AB}, Z_{BC}, Z_{CA} одинаковы Z_p = (36,4 + j23,8) Ом, φ = 33,2°: (X_p = 23,8 Ом; R_p = 36,4 Ом, Z_p = 43,5 Ом, угол сопротивления на зажимах реле φ равен 33,2°).

При возникновении в момент времени t_1 = 0,1 с ОЗЗ в т. 1 на линии *W2* сопротивления междуфазных контуров Z_{AB}, Z_{BC}, Z_{CA} остаются неизменными независимо от режима нейтрали, поскольку при ОЗЗ треугольник междуфазных напряжений не искажается, а токи в линии изменяются незначительно (определяются значительными емкостными сопротивлениями).

Сопротивления фазных контуров Z_A, Z_B, Z_C претерпевают следующие изменения: сопротивление поврежденного контура Z_A уменьшается до значения, пропорциональному расстоянию до места повреждения; сопротивления фазных контура неповрежденных фаз Z_B, Z_C увеличиваются, при этом активные и реактивные составляющие изменяются по-разному: составляющие R_B и X_C увеличиваются, а X_B, R_C – уменьшаются.

Изменение сопротивлений фазных контуров обусловлено изменением напряжений на поврежденных и неповрежденных фазах. При этом изменение векторов сопротивления не зависит от режима нейтрали сети.

При возникновении в момент времени t_2 = 0,3 с второго замыкания на землю в т. *1*? на линии *W3* сопротивления междуфазных контуров Z_{AB}, Z_{BC}, Z_{CA} уменьшаются. Максимальное снижение сопротивления зафиксировано у междуфазного контура *AB*, т.е. тех фаз, на которых произошли замыкания на землю.

Активные и реактивные составляющие сопротивления контуров Z_{AB}, Z_{BC} уменьшаются, тогда, как у контура Z_{CA} активная составляющая увеличивается, а реактивная – уменьшается.

Сопротивления фазных контуров Z_A, Z_B, Z_C также изменяются: контур Z_A увеличивается, контура Z_B и Z_C уменьшаются.

Изменение сопротивлений фазных контуров обусловлено изменением напряжений на поврежденных и неповрежденных фазах. Аналогично с предыдущим промежутком времени (ОЗЗ), изменение векторов сопротивления не зависит от режима заземления нейтрали сети.

В дистанционной защите от двойных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ замер сопротивления производится в контуре фаза-земля. Таким образом, для осуществления правильного замера сопротивления при междуфазных КЗ и замыканиях с возникновением тока нулевой последовательности, в дистанционной защите должен быть реализован измерительный орган для определения необходимого контура замера сопротивления (междуфазный или фазный). Однако для определения уставок срабатывания данного измерительного органа необходимо более подробное исследование различных режимов двойного замыкания на землю, а также организовать учет предыдущей информации о ОЗЗ, что позволит определять поврежденные фазы и расстояние до мест двойных замыканий.

В работе проведен анализ изменения векторов сопротивления междуфазных и фазных контуров измерительных органов дистанционной защиты в сети 10 кВ с изолированной и компенсированной нейтралью при замыканиях одной и двух фаз на землю. Было выявлено, что сопротивление петли замыкания на землю в рассматриваемых режимах работы сети не изменяется вне зависимости от режима заземления нейтрали сети.

Авторы выражают благодарность студентам кафедры «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» Казанского государственного энергетического университета Абдрахманову А.Х. и Шарифуллину А.Ф. за помощь при обработке результатов моделирования.

Наставником и идейным вдохновителем на начальном этапе работы был доктор технических наук, профессор Рижского технического университета **Владимир Георгиевич Гарке**.

Литература.

[1] Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Юрай-издат, 2007.

[2] Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. Изд. Энергия, 1966. – 172 с.

[3] РД 34.20.179 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ. Изд. Союзтехэнерго, 1970.

[4] Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. Изд. Москва-Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1957. – 343 с.

[5] Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

[6] Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. – М.: Энергоиздат. 2005. – 322 с.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ШИРОКОМ ДИАПАЗОНЕ ВХОДНЫХ ТОКОВ

Пашковский С.Н. ООО НПП «ЭКРА»;
Вайнштейн Р.А., Юдин С.М. Томский политехнический университет

Предлагается схема входной части защиты от замыканий на землю и обоснование ее параметров, при которых обеспечивается практически линейная связь по интегральным значениям между сигналом на ее выходе и входным током нулевой последовательности как при устойчивых, так и при дуговых перемежающихся замыканиях и устойчивость при токах двойного замыкания на землю.

Ключевые слова: защита от замыканий на землю, токи нулевой последовательности, перемежающиеся замыкания

При выполнении защиты от замыканий на землю, например, в сетях с изолированной и резистивно-заземленной нейтралью необходимо решать техническую задачу обеспечения функционирования входных цепей защиты при изменении входных токов в широком диапазоне.

Первичный ток срабатывания защиты может составлять от нескольких десятых долей ампера до нескольких ампер. Токи при двойных замыканиях на землю, когда одна точка замыкания расположена на защищаемом элементе, могут иметь значения до нескольких десятков килоампер.

Во многих случаях для ограничения электрических величин при двойных замыканиях на землю применяются нелинейные элементы с ограничивающим резистором. Однако, при таком способе ограничения нужно иметь в виду, что в защите реагирующей на интегральные значения токов, не должны ограничиваться сигналы при дуговых перемежающихся замыканиях в пределах условий, при которых защита должна срабатывать с надежным запасом. Амплитуда последних может быть намного больше амплитуды токов срабатывания при устойчивых замыканиях.

При дуговых перемежающихся замыканиях ток нулевой последовательности, измеряемый в защищаемых линиях сети, на стадии горения дуги определяется током разряда емкости поврежденной фазы и током дозаряда емкостей неповрежденных фаз, а после погасания дуги – током стекания накопившихся при горении дуги избыточных зарядов через элементы заземления нейтрали [1].

Переходный процесс разряда емкости поврежденной фазы определяется параметрами контуров, образованных индуктивностью и активным сопротивлением одной фазы линий сети. Индуктивность этих контуров, особенно в кабельных сетях, мала и поэтому резонансная частота контура разряда составляет от нескольких десятков до нескольких сотен килогерц. При такой частоте из-за сильного проявления поверхностного эффекта в проводящих элементах на пути тока замыкания, эквивалентное активное сопротивление получается настолько большим, что переходный ток разряда емкости поврежденной фазы имеет апериодический характер (рис. 1).

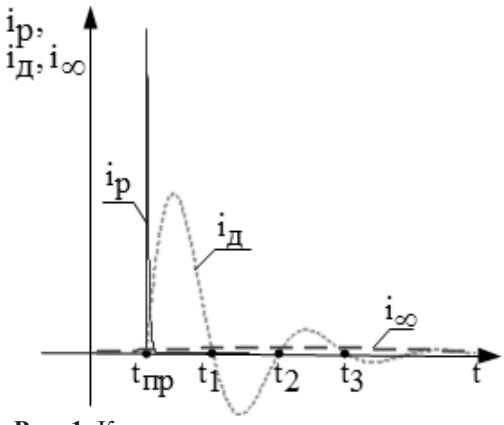


Рис. 1. Качественные кривые мгновенных значений переходных токов разряда (ip), дозаряда (iд) и принужденного тока (i∞)

Контур протекания тока дозаряда емкостей неповрежденных фаз включает в себя источники питания, например, питающие сеть трансформаторы. Индуктивность на пути тока дозаряда может быть значительно больше индуктивности на пути тока разряда. По этой причине резонансная частота контура дозаряда значительно ниже и составляет несколько килогерц, а процесс может иметь характер затухающих колебаний (рис. 1).

Интенсивность переходных процессов разряда и дозаряда определяется соответственно напряжением на поврежденной фазе в момент пробоя изоляции ($U_{пр}$) и разностью начального и принужденного напряжений на неповрежденных фазах, которая без учета влияния междуфазных емкостей может быть принята равной $U_{пр}$. Интенсивность тока стекания определяется начальными условиями в контуре нулевой последовательности в момент погасания дуги.

При принятых допущениях, выражения переходного тока разряда емкости поврежденной фазы и дозаряда емкостей неповрежденных фаз, имеют вид:

$$i_p = \frac{k_п U_{пр} \omega_p^2 C_ф}{p_1 - p_2} \cdot \left[e^{-p_1\left(t - t_{пр}\right)} - e^{-p_2\left(t - t_{пр}\right)} \right],$$

$$i_д = \frac{k_п 2 U_{пр} \omega_д^2 C_ф}{\sqrt{\omega_д^2 - \delta_д^2}} \cdot e^{-\delta_д\left(t - t_{пр}\right)} \cdot \sin\left[\left(\sqrt{\omega_д^2 - \delta_д^2}\right) \cdot \left(t - t_{пр}\right)\right],$$

где ωр, р1, р2 – резонансная частота и корни характеристического уравнения контура разряда емкости поврежденной фазы; ωд, δд – резонансная частота и коэффициент затухания контура дозаряда неповрежденных фаз; Сф – суммарная емкость фазы сети относительно земли; tпр – текущее время в момент пробоя; kп – коэффициент, определяющий долю

тока, протекающего в месте установки защиты (сечение 1-1 на рис. 2). При замыкании на защищаемой линии kп=1-β, а при внешнем замыкании (на других линиях) kп=β, где β - доля емкости фазы выделенной линии от суммарной емкости сети.

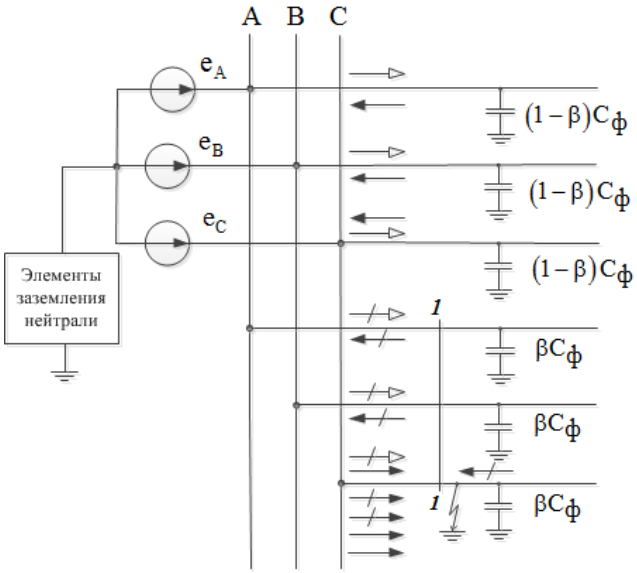


Рис. 2. Токи, обусловленные изменением зарядов фаз сети при дуговом замыкании: , – токи разряда; , – токи дозаряда; , – токи стекания избыточных зарядов емкостей фаз после обрыва дуги соответственно в поврежденной и неповрежденной линиях.

Характер протекания процессов при дуговых замыканиях таков, что в начальной стадии моменты перехода тока замыкания через ноль определяются в основном переходным током дозаряда емкостей неповрежденных фаз, и поэтому дуга может погаснуть в моменты времени t1, t2, t3, определяемые с достаточной точностью периодом переходного тока дозаряда (рис. 1). После погасания дуги емкости всех фаз оказываются соединенными параллельно через малые сопротивления источников питания и нагрузок, и поэтому накопившиеся на них за время горения дуги избыточные заряды выравниваются. В результате этого на суммарной емкости сети в момент погасания дуги устанавливается напряжение, которое из условия постоянства суммарного заряда будет равно:

$$u_{Nг} = \frac{1}{3}\left(u_{Aг} + u_{Bг} + u_{Cг}\right),$$

где $u_{Aг}$, $u_{Bг}$, $u_{Cг}$– мгновенные значения фазных напряжений в момент погасания дуги.

Эквивалентный контур, определяющий закон изменения тока стекания избыточных зарядов, содержит суммарную емкость фаз сети и элементы цепи заземления нейтрали. Параметры этого контура напрямую зависят от применяемого режима заземления нейтрали и определяют характер изменения тока после погасания дуги.

Существенным является направление протекания токов (рис. 2), так как при замыкании на защищаемой линии токи, протекающие через место установки защиты (сечение 1-1) на стадии горения дуги и стадии стекания избыточных зарядов, имеют одинаковое направление, а при внешнем замыкании эти токи направлены навстречу друг другу. Изменение зарядов может быть измерено формированием интеграла тока нулевой последовательности. Если принять, что к моменту очередного пробоя избыточный заряд стекает практически полностью, то интеграл тока нулевой последовательности за время между двумя пробоями при внешнем замыкании будет близок к нулю, а в поврежденной линии – суммарному изменению заряда емкостей фаз сети. С определенными допущениями точное интегрирование тока нулевой последовательности можно заменить фильтрацией в области низких частот. Поскольку при устойчивых замыканиях в сети с изолированной и резистивно-заземленной нейтралью защита от замыканий на землю работает за счет токов нулевой последовательности промышленной частоты, то эта частота должна попадать в полосу пропускания частотной характеристики фильтра.

Таким образом, для защиты от замыканий на землю, использующей интегральные преобразования тока нулевой последовательности, технические элементы входной части схемы должны обеспечивать линейное преобразование сигнала по отношению к его интегральным значениям, как при устойчивых, так и при дуговых перемежающихся замыканиях.

Решение данной задачи основано на том, что как при устойчивых, так и при перемежающихся замыканиях, вольтсекундные площади сигналов пропорциональных токам нулевой последовательности при этих видах замыкания, могут быть одного порядка, так как амплитуда переходных токов при прочих равных условиях возрастает по отношению к амплитуде установившегося тока примерно обратно пропорционально отношению их периодов. С этой целью, входная часть схемы защиты, содержащая в обязательном порядке входной разделительный трансформатор, при соответствующем выборе его параметров и сопротивления нагрузки, подбираются таким образом, чтобы как по отношению к малым токам низкой частоты, так и к переходным токам большой амплитуды в необходимых пределах он работал в линейном режиме. Обеспечение этого условия возможно в связи с тем, что индукция в магнитопроводе входного разделительного трансформатора пропорциональна именно вольтсекундной площади приложенного к обмоткам напряжения.

Однако, это не означает, что будет решен и вопрос об ограничении мгновенных значений сигналов в пределах допустимых значений для последующих элементов электронной схемы при двойных замыканиях на землю. Немаловажно для этого обеспечить и определенные временные характеристики сигналов соответствующие разрешающей способности применяемых АЦП.

Эти дополнительные задачи могут быть решены включением после промежуточного разделительного трансформатора фильтра низких частот. Важно, что при этом интегральные значения сигналов, например, низкочастотные гармоники при перемежающихся замыканиях примерно сохраняются.

При больших токах двойного замыкания на землю промышленной частоты входной трансформатор будет насыщаться уже при малых углах входного тока.

Выходной сигнал при таких условиях имеет вид коротких импульсов большой амплитуды, которые будут сглаживаться фильтром низких частот. В соответствии с изложенным, схема входной части защиты приведена на рис. 3.

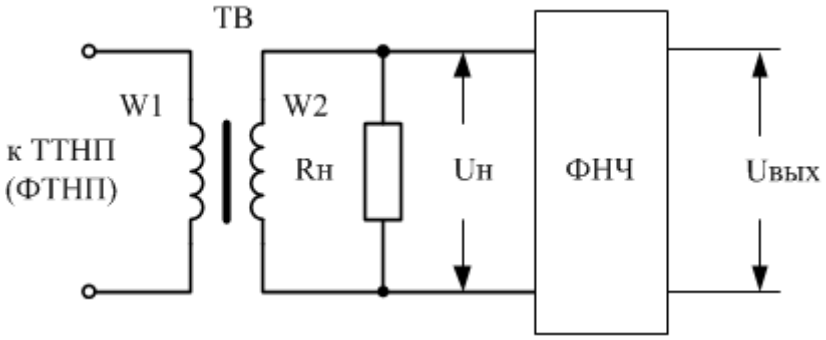


Рис. 3. Схема выполнения входной части защиты: ТВ – входной разделительный трансформатор, W1 и W2 – соответственно, числа витков первичной и вторичной обмоток входного трансформатора ТВ, Rн – нагрузочный резистор, ФНЧ – фильтр низких частот, Uн и Uвых – напряжение на нагрузочном резисторе Rн и на выходе ФНЧ.

Входная часть схемы выполнена на базе тороидального ферритового магнитопровода с низкой индукцией насыщения. Токовые цепи в зависимости от конкретных условий могут подключаться либо к трансформатору тока нулевой последовательности (ТТНП), либо к фильтру токов нулевой последовательности (ФТНП).

Разработана методика расчета схемы по рис. 3, которая позволяет выбирать параметры элементов схемы, а именно определить число витков вторичной обмотки входного разделительного трансформатора, сопротивление нагрузки Rн и параметры фильтра ФНЧ, при которых обеспечивается погрешность трансформатора не более заданной и достаточное ограничение выходного напряжения Uвых при больших амплитудах переходных токов, а также двойных замыканиях на землю. При выборе параметров были использованы следующие условия и соотношения.

Примем, что ТТНП или ФТНП к которому подключена защита, не насыщается или насыщается после насыщения входного трансформатора и в рассматриваемом интервале времени передает первичный ток в соответствии с витковым коэффициентом трансформации.

При замене действительной характеристики намагничивания прямоугольной согласно [2] при активной нагрузке трансформатора тока угол насыщения определяется соотношениями:

$$\cos\gamma = 1 - 2A_Z, \qquad (1)$$

$$A_Z = \frac{n_{TT} \cdot w_2^2 \cdot \omega_П \cdot S \cdot B_S}{I_k \cdot \sqrt{2} \cdot w_1 \cdot R_H}.$$

где Ik – действующее значение тока при двойном замыкании на землю; n_{TT} – коэффициент трансформации ТТНП или ФТНП; $\omega_П$ – частота промышленного тока; S – площадь поперечного сечения магнитопровода; B_S – значение индукции насыщения материала магнитопровода; Az=Bs/Врасч, Врасч - расчетная амплитуда индукции в предположении, что магнитопровод не насыщается.

При насыщении и при определенном по (1) угле γ, напряжение на сопротивлении нагрузки имеет форму, приведенную на рис. 4 и до момента времени насыщения $t_H=\gamma/\omega_П$; $T_П/2+t_H$ и.т.д., на каждом полупериоде описывается синусоидальной функцией, рис. 4.

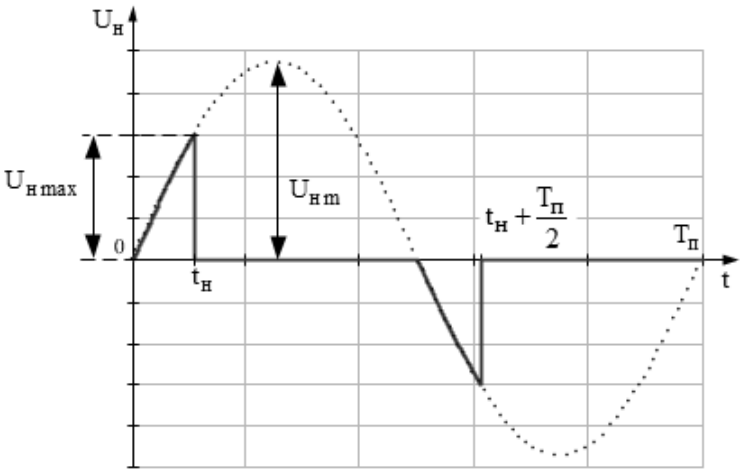


Рис. 4 Форма напряжения на нагрузочном сопротивлении Rн при насыщении входного разделительного трансформатора ТВ.

Максимальное значение напряжения на резисторе Rн при двойном замыкании:

$$U_{H.max} = \frac{\sqrt{2} I_k \cdot w_1 \cdot R_H}{n_{TT} \cdot w_2} \cdot \sin\gamma.$$

Напряжение на выходе фильтра низкой частоты Uвых при форме напряжения по рис. 4, определяется с помощью интеграла Дюамеля:

$$U_{вых} = a_0 U_н + \int_{x=0}^{x=t} d(t-x) \cdot U_н \cdot dx, \qquad (2)$$

где $a(t) = 1-e^{-\delta ф t}$- переходная функция цепи с ФНЧ; $\delta ф = 1/\tau_ф$ и $\tau_ф$ – коэффициент затухания и постоянные времени ФНЧ.

Подстановка функций времени a(t), Uн(t) в (2), и некоторые преобразования для интервала времени от 0 до tн дают следующие выражения для Uвых(t):

$$U_{вых}(t) = \frac{U_{нm} \cdot \delta_ф}{\omega_п^2 + \delta_ф^2}\left(\delta_ф \sin\omega_п t - \omega_п \cos\omega_п t + \omega_п e^{-\delta_ф t}\right),$$

а на интервале от tн до ∞:

$$U_{вых}(t) = U_{вых}(t_н) \cdot e^{-\delta_ф t}.$$

Аналогично определяется напряжение Uвых(t) и при перемежающихся замыканиях.

Для выбора параметров элементов входной части, также необходимо определить мощность, которая будет выделяться на резисторе Rн при двойных замыканиях на землю. Эта мощность равна:

$$P_н = \frac{2R_н}{T_п}\int_0^{t_н} 2I_2^2 \cdot \sin^2\omega_п t \cdot dt = 4I_2^2\frac{R_н}{T_п}\left(\frac{1}{2}t_н - \frac{1}{4\omega_п} \cdot \sin 2\omega_п t_н\right),$$

где ток I_2 равен:

$$I_2 = \frac{I_k \cdot w_1}{n_{тт} \cdot w_2}.$$

Погрешность входного трансформатора определяется при минимальных расчетных первичных токах срабатывания защиты по начальной магнитной проницаемости ($\mu_{НАЧ*}$) применяемого магнитопровода. При этом сопротивление ветви намагничивания входного разделительного трансформатора на частоте 50 Гц:

$$X_{\mu 50} = 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot \mu_{нач*} \cdot \frac{S \cdot w_2^2}{l_{ср}} \cdot \omega_п, \qquad (3)$$

где lср – длина средней магнитной линии магнитопровода.

Амплитудные и фазовые погрешности равны:

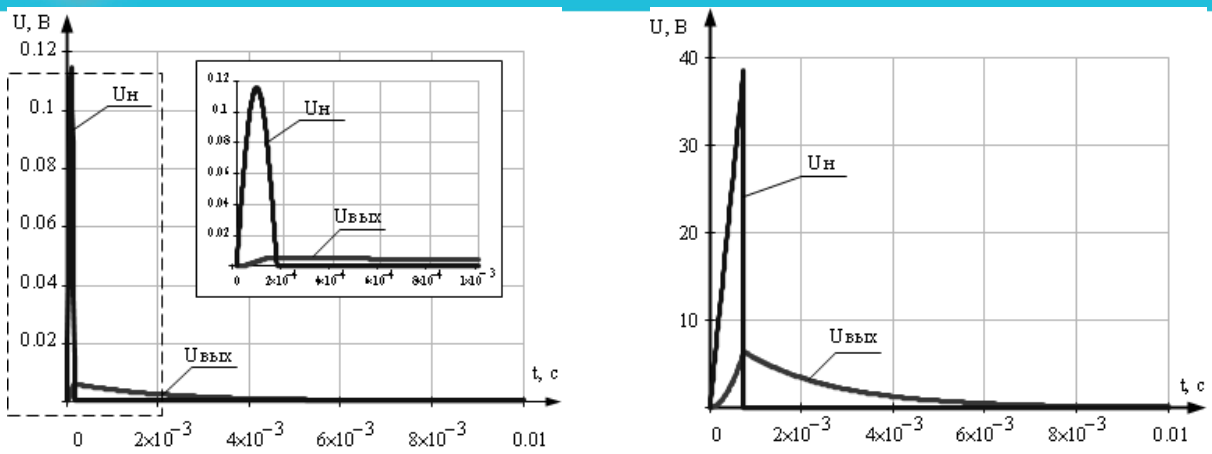
$$\Delta_{50} = 1 - \frac{X_{\mu 50}}{\sqrt{(R_2 + R_н)^2 + X_{\mu 50}^2}}; \qquad (4)$$

$$\phi_{50} = a\tan\left(\frac{R_2 + R_н}{X_{\mu 50}}\right). \qquad (5)$$

где R2 – активное сопротивление витков вторичной обмотки W2.

По соотношениям (3), (4) и (5) при заданных погрешностях определяется число витков вторичной обмотки W2.

На рис. 5 показаны для конкретного исполнения элементов входной части схемы защиты расчетные значения напряжения на Rн и Uвых при токе двойного замыкания на землю равном 20 кА и при одном из видов перемежающегося дугового замыкания. Расчетные погрешности входного разделительного трансформатора на частоте 50 Гц составили: амплитудная – 0,18 %, фазовая – 3,45 градуса. В расчетах принято, что дуга погасает при первом прохождении дозарядного тока через ноль, а разрядный ток за время горения дуги практически полностью затухает. Расчетные электрические величины для одного из образцов магнитопровода были получены при следующих параметрах: W1 =3, W2=500, Rн=27 Ом, R2=4,38 Ом, $n_{ТТ}$=25.



а) б)

Рис. 5 Расчетные кривые мгновенных значений напряжений Uн и Uвых при перемежающемся дуговом замыкании (а) и двойном замыкании на землю (б).

Как видно из рис. 5, б напряжение на входе электронной части схемы при токе двойного замыкания на землю равном 20 кА не превышает 6 В, что допустимо для электронных элементов устройств защиты, например, операционных усилителей. При перемежающихся замыканиях площади под кривой напряжения Uн и Uвых практически равны, то есть выполняется линейное преобразование по интегральным значениям.

Таким образом, поставленная задача полноценно решается с помощью представленной схемы и соответствующего выбора её параметров с использованием доступного для массового использования ферритового магнитопровода. Следует отметить, что в данной схеме может быть применен тороидальный магнитопровод из аморфного железа с низкой индукцией насыщения. Очевидным достоинством такого решения является более высокая начальная магнитная проницаемость аморфного железа, благодаря чему увеличивается сопротивление ветви намагничивания входного разделительного трансформатора и снижаются его амплитудные и фазовые погрешности. Однако, ферритовые магнитопроводы имеют более стабильные магнитные характеристики при внешних механических воздействиях, возможных при намотке вторичной обмотки. Принимая во внимание, что стоимость магнитопровода из аморфного железа значительно выше изготовленного из феррита, поэтому целесообразность его использования для массового применения должна дополнительно обосновываться соответствующими расчетами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1971. 152 с.
[2] Казанский В.Е. Трансформаторы тока в устройствах релейной защиты и автоматики. – М.: Энергия, 1978. 264 с.

УСЛОВИЯ И ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6 – 10 кВ НА ОСНОВЕ АБСОЛЮТНОГО ЗАМЕРА ВЫСШИХ ГАРМОНИК

Винокурова Т.Ю., Шуин В.А., Шагурина Е.С.
Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина

Большая часть кабельных сетей 6-10 кВ промышленного и городского электроснабжения работает с резонансным заземлением нейтрали через дугогасящий реактор (ДГР) (с компенсацией емкостных токов однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)). В таких сетях основное применение в качестве защиты от ОЗЗ получили максимальные токовые защиты, основанные на использовании принципа абсолютного замера ВГ в токе нулевой последовательности защищаемого присоединения (например, устройство УСЗ-2/2 и его микропроцессорные аналоги) [1, 2]. Опыт эксплуатации таких защит показал не всегда достаточную эффективность их функционирования [3]. Поэтому определение и обоснование условий и области применения токовых защит от ОЗЗ абсолютного замера ВГ является актуальной задачей.

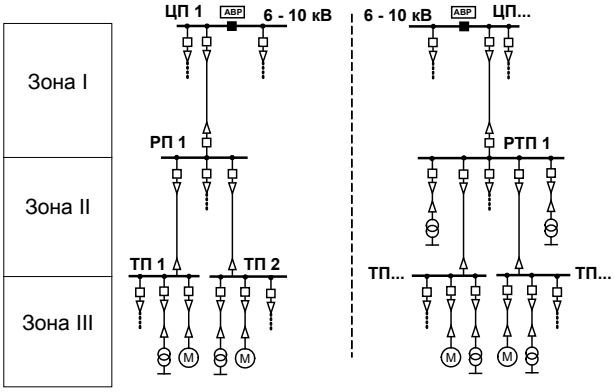


Рис. 1. Общая схема конфигурации кабельных сетей 6-10 кВ

В результате анализа схем кабельных электрических сетей 6–10 кВ различного назначения составлена общая схема конфигурации кабельных сетей 6-10 кВ, представленная на рис. 1. При рассмотрении особенностей сетей можно выделить в них объекты и зоны, различающиеся условиями применимости защит на основе ВГ, определяемых главным образом соотношениями суммарного емкостного тока сети $I_{C\Sigma}$ и собственных емкостных токов присоединений $I_{C\,собс}$ защищаемого объекта.

На рис. 1 зона I – зона питающих линий, связывающих центры питания (ЦП) с распределительными подстанциями (РП) и распределительно-трансформаторными подстанциями (РТП) или непосредственно с трансформаторными подстанциями (ТП). Для питающих линий этой зоны характерны относительные большие значения собственных емкостных токов $I_{C\,собс}$ и, соответственно, наименьшие значения отношения $I_{C\,собс}/I_{C\Sigma}$, что обуславливает наиболее тяжелые условия с точки зрения применимости токовых защит на основе ВГ. Зона II – зона питающих линий, связывающих РП и РТП с ТП, и распределительных линий на РТП. Для питающих линий этой зоны отношения $I_{C\,собс}/I_{C\Sigma}$ будут больше, чем для зоны I, что облегчает условия применимости токовых защит на основе ВГ. Зона III содержит распределительные линии, связывающие электроприемники с шинами источника питания – ТП. Для распределительных линий зон II и III, соединяющих электроприемники с шинами источника (ТП или РТП) характерны небольшие длины и соответственно небольшие значения отношений $I_{C\,собс}/I_{C\Sigma}$, облегчающих условия применимости токовых защит на основе ВГ.

Собственные емкостные токи $I_{C\,собс}$ присоединений, подключенных к шинам 6-10 кВ центров питания – ГРУ ТЭЦ или ГПП, как правило, не превышают 35% от величины суммарного емкостного тока электрически связанной сети $I_{C\Sigma}$. В целом для ТЭЦ 6-10 кВ до 88% присоединений имеют $I_{C\,собс} \le 0{,}1\, I_{C\Sigma}$. Для присоединений, подключенных к шинам 6-10 кВ ГПП, относительные значения собственных емкостных токов $I_{C\,собс}$ могут достигать существенно больших значений, чем для ТЭЦ, однако в целом не менее 69% присоединений для ЦП данного типа имеет $I_{C\,собс} \le 0{,}1\, I_{C\Sigma}$. На РП (ЦРП, РТП) ~97% присоединений имеют $I_{C\,собс} \le 0{,}1\, I_{C\Sigma}$, на ТП – практически все 100% присоединений имеют $I_{C\,собс} \le 0{,}1\, I_{C\Sigma}$ [4].

Условия применимости токовой защиты абсолютного замера уровня ВГ в токах $3I_0$ определяются условиями отстроенности от внешних ОЗЗ и чувствительности при внутренних повреждениях. С достаточной точностью можно принять, что при ОЗЗ распределение ВГ в диапазоне 150 - 650 Гц в токах нулевой последовательности соответствует распределению емкостных токов промышленной частоты в сети с изолированной нейтралью. С учетом этого ток срабатывания защиты на *i*-ом присоединении должен выбираться из условия:

$$I_{0\,с.з.i} \ge K_{отс}\alpha_{макс} I_{c\,i}, \qquad (1)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки; $I_{c\,i}$ - собственный емкостный ток *i*-го присоединения; $\alpha_{макс}$ - максимально возможный уровень ВГ в токе $I_{c\,i}$ (в о.е.).

Коэффициент чувствительности защиты при внутреннем ОЗЗ на *i*-м присоединении

$$K_{ч\,i} = \frac{\alpha_{мин}(I_{c\Sigma} - I_{c\,i})}{I_{0\,с.з.i}} \geq K_{ч.мин.доп}\,, \qquad (2)$$

где $I_{c\,\Sigma}$ - суммарный емкостный ток сети; $\alpha_{мин}$ - минимальный уровень высших гармоник в токах $I_{c\,\Sigma}$ и $I_{c\,i}$; $K_{ч.мин.доп.}$ - минимально допустимый коэффициент чувствительности защиты.

Из (1) и (2) получим условие применимости указанной защиты:

$$I_{c\,i*} = \frac{I_{c\,i}}{I_{c\Sigma}} \leq \frac{1}{1 + \frac{\alpha_{макс}}{\alpha_{мин}} K_{отс} K_{ч.мин.доп}} = \frac{1}{1 + Z\,K_{отс} K_{ч.мин.доп}}\,. \qquad (3)$$

Принимая $K_{отс}$ = 1,2; $K_{ч.мин.доп.}$ = 2,0; $Z = \alpha_{макс}/\alpha_{мин} \approx 4$ [5, 6], из (3) получим $I_{c\,i*} \leq 0{,}1$. С учетом этого рекомендуется применять устройства типа УСЗ-2/2 (и его аналоги) на присоединениях с собственным емкостным током $I_{C\,собс}$, не превышающим 0,1 $I_{C\Sigma}$.

Из (1) – (3) можно видеть, что для выбора уставок токовых защит абсолютного замера ВГ необходимо знать величины $\alpha_{макс}$, $\alpha_{мин}$ и их отношения z для контролируемой сети. Из-за невозможности рассчитать указанные величины уставки токовых защит абсолютного замера ВГ приходится выбирать приближенно с достаточно большим запасом, что приводит к дополнительному загрублению защиты и ограничению области ее применения. Практически обеспечить работоспособность защиты можно только на присоединениях с $I_{c\,i*} \leq 0{,}05$. Такие значения собственных емкостных токов $I_{c\,i*}$ в компенсированных кабельных сетях 6-10 кВ имеют не более 60% присоединений, подключенных к шинам ГПП, около 93% присоединений, подключенных к шинам распределительных подстанций (РП) систем промышленного и городского электроснабжения и около 99% присоединений, подключенных к шинам трансформаторных подстанций (ТП) систем промышленного электроснабжения. Таким образом, область применения токовых защит абсолютного замера ВГ ограничена значениями собственных емкостных токов присоединений защищаемых сетей.

В [5, 6] показано, что на условия применимости (селективность и чувствительность) токовых защит абсолютного замера ВГ влияют два основных фактора:

1) минимальный уровень гармоник в емкостном токе ОЗЗ (и соответственно, в токе $I_{C\,собс}$ поврежденного присоединения), определяющий требования к чувствительности защит от ОЗЗ на основе ВГ (как токовых, так и направленных);

2) степень нестабильности общего уровня ВГ в токе ОЗЗ, определяющая условия селективности токовых защит абсолютного замера и характеризуемая параметром [6]

$$Z = \frac{\alpha_{макс}}{\alpha_{мин}}\,. \qquad (4)$$

Оценки минимального уровня ВГ в токе ОЗЗ компенсированных сетей 6-10 кВ ранее были даны в работах Кискачи В.М. и Жежеленко И.В. [5, 7]. Оценки параметра Z также даны в работах Кискачи В.М. [6]. Указанные оценки получены в конце 60-х годов на основе упрощенных аналитических методов расчета и моделей сетей 6-10 кВ или отдельных экспериментальных данных.

В данной работе исследования высших гармоник в токах нулевой последовательности при ОЗЗ в кабельных сетях 6-10 кВ выполнялись с использованием системы моделирования Matlab с пакетом расширения Simulink. Был произведен статистический анализ рассматриваемых сетей, на основании которого разработана обобщенная модель компенсированной кабельной сети для исследований. На основе расчетов, выполненных аналитическим способом и на математических моделях в системе Matlab, определен минимальный уровень высших гармоник в токах нулевой последовательности поврежденного присоединения компенсированных кабельных сетей 6-10 кВ. Для обеспечения требуемой чувствительности в наиболее тяжелых условиях функционирования минимальный первичный ток срабатывания устройств защиты от ОЗЗ на основе ВГ для компенсированных кабельных сетей не должен превышать значение ~100 мА [8]. Отметим, что существующие серийно выпускаемые защиты от ОЗЗ на основе ВГ этому требованию не удовлетворяют.

Результаты расчетов на математических моделях кабельных сетей 6-10 кВ показали, что колебания общего уровня ВГ в токе ОЗЗ и, соответственно, в токах нулевой последовательности поврежденного и неповрежденных присоединений, оцениваемые параметром Z, в некоторых сетях могут быть в несколько раз больше, чем принималось ранее при оценке условий применимости токовых защит от ОЗЗ на основе ВГ (Z = 3…4 [6]). В таких сетях при значениях параметра Z порядка 10 и более применение максимальных токовых защит от ОЗЗ, основанных на принципе абсолютного замера ВГ в токе нулевой последовательности защищаемого присоединения, на ЦП практически невозможно и их можно использовать только на объектах типа ТП и РТП систем промышленного и городского электроснабжения.

Учитывая указанные ограничения на область возможного применения, совершенствование существующих и разработка новых защит от ОЗЗ на принципе абсолютного замера ВГ представляются неперспективными.

Для обеспечения высокой эффективности функционирования должны применяться защиты, селективность и устойчивость функционирования которых не зависит от абсолютного уровня ВГ в токе ОЗЗ и токах нулевой последовательности. К ним относятся:

1) направленные защиты, реагирующие на направление реактивной (емкостной) мощности нулевой последовательности высших гармоник;

2) адаптивные токовые защиты абсолютного замера, уставка которых автоматически изменяется при изменении уровня ВГ в контролируемой сети;

3) защиты, реагирующие на отношение ВГ напряжения и тока нулевой последовательности;

4) токовые защиты относительного замера уровня ВГ в токах нулевой последовательности присоединений, подключенных к шинам защищаемого объекта (для централизованных устройств защиты от ОЗЗ).

Выводы:

1 Область применения токовых защит абсолютного замера ВГ ограничена значениями собственных емкостных токов присоединений защищаемых сетей.

2 Для обеспечения требуемой чувствительности минимальный первичный ток срабатывания устройств защиты от ОЗЗ на основе ВГ для компенсированных кабельных сетей не должен превышать значение ~100 мА.

3 Расчетные оценки нестабильности уровня ВГ в рассматриваемых сетях оказались выше принятых ранее, что сильно ограничивает область применения защит абсолютного замера ВГ.

4 Учитывая п. 1-3, защиты абсолютного замера ВГ являются неперспективными.

[1] Кискачи В.М., Назаров Ю.Г. Сигнализация однофазных замыканий на землю в компенсированных кабельных сетях 6-10 кВ / Труды ВНИИЭ, Вып. 16. – М.: Госэнергоиздат, 1963.– С. 219-251.

[2] Устройства сигнализации замыканий на землю в кабельных сетях 6-10 кВ / В.М. Кискачи, С.Е. Сурцева, Н.М. Горшенина и др.// Электрические станции, 1972, № 4. – С. 69-72.

[3] Борухман В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию // Энергетик. – 2000. №1. – С. 20-22.

[4] Шагурина Е.С. Повышение эффективности функционирования в переходных режимах устройств релейной защиты на основе высших гармоник / Дис. .... канд. техн. наук. – Иваново, Ивановск. гос. энерг. уни-т, 2012.

[5] Кискачи В.М. Расчет минимального уровня высших гармоник при однофазных замыканиях на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью / Работы в области релейной защиты и автоматики: Тр. ВНИИЭ. Выпуск двадцать шестой. – М.: Энергия, 1966. – С.89-105.

[6] Кискачи В.М. Селективность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник // Электричество, 1967, № 9. – С. 24-29.

[7] Жежеленко И.В., Толпыго О.Б. Чувствительность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник в сетях промышленных предприятий // Электричество, 1969, № 10. – С. 32-39.

[8] Винокурова Т.Ю., Шуин В.А., Шагурина Е.С. Математическая модель для оценки минимального уровня высших гармоник в токе однофазного замыкания на землю в компенсированных сетях 6-10 кВ // Вестник ИГЭУ, 2013, Вып. 6. – С. 35-41.

О НЕОБХОДИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ В ЧАСТИ ЗЕМЛЯНЫХ ЗАЩИТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 6-35 КВ

Головко С.И., Иванов С.В., Романов Ю.В. ООО «Релейная защита» г. Томск, ООО «ИЦ Бреслер»

1. О РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЗЕМЛЯНЫХ ЗАЩИТ ПРИ ПЕРЕМЕЖАЮЩИХСЯ ДУГОВЫХ ЗАМЫКАНИЯХ

В России электрооборудование 6-35 кВ работает в схемах с изолированной или компенсированной нейтралью. Ток однофазного замыкания (ОЗ) при такой нейтрали составляет от единиц до десятков А. В таких электроустановках большинство ОЗ являются не устойчивыми, а перемежающимися дуговыми замыканиями (п. д. з.). В настоящее время повсюду имеются регистраторы аварийных процессов, поэтому каждое предприятие может убедиться в справедливости вышеизложенного. Для этого нужно посмотреть осциллограммы фазных напряжений или напряжения нулевой последовательности, имеющие место при пуске регистратора по факту замыкания на землю.

П. д. з. значительно опаснее, чем металлическое замыкание, как с точки зрения термического воздействия на оборудование в месте горения дуги, так и с точки зрения перенапряжений, которые инициирует п. д. з. Поэтому для всех земляных защит должно быть обязательным требование селективной работы при п. д. з. Это требование предполагает, что защита не должна срабатывать при внешнем п. д. з., но должна срабатывать с минимальным временем при внутреннем п. д. з. Особенно важным это требование является для генераторных защит. Разработчики генераторных земляных защит говорят о том, что они учитывают это требование. Но решенным этот вопрос можно считать тогда, когда работоспособность земляных защит при п. д. з. будет проверяться релейщиками на местах, поскольку именно они отвечают за сохранность генераторов. Но это, в свою очередь, требует соответствующих нормативных указаний.

Из-за того, что такая проверка на электростанциях не делается, сложилась ситуация, похожая на ту, которая была бы, если бы министерство обороны ставило стратегические ракеты на боевое дежурство, не затрудняя себя их испытаниями.

Проверка должна делаться применительно к конкретным параметрам электростанции, каковыми являются емкостный ток генератора, суммарный емкостный ток сети, наличие или отсутствие компенсации. Проверка должна учитывать многообразие процесса п. д. з. в части пробивного напряжения и длительности токовой паузы.

Проверка защит при п. д. з. может делаться 2-мя способами:

1.С помощью математического моделирования п. д. з. и устройств типа OMICRON.

2. С помощью специализированного устройства, состоящего из физической модели сети и физической модели п. д. з. [1,2,3].

Модель п. д. з. осуществляет коммутацию тока однофазного замыкания так, как это происходит при реальном перемежающемся замыкании. На взгляд авторов, специализированное устройство является более достоверным и простым для условий электростанции.

Необходимую помощь в организации проверки должен обеспечить изготовитель генераторной защиты.

Несколько десятилетий назад в нормативных документах появилось требование о том, чтобы генераторные защиты не имели зоны нечувствительности. Это стимулировало соответствующие разработки, в результате которых такие защиты появились. Между тем замыкания вблизи нейтрали бывают крайне редко. Наиболее опасный и часто возникающий вид ОЗ - перемежающееся дуговое замыкание. Почему же в нормативных документах есть требование отсутствия зоны нечувствительности, но нет требования правильной работы при п. д. з.?

2. ОБ ОБЕСПЕЧЕНИИ СЕЛЕКТИВНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЛИНИИ С ЗАМЫКАНИЕМ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6-35 КВ

Преимуществом изолированной и компенсированной нейтрали является малый ток ОЗ, что обуславливает возможность работы сети при наличии ОЗ. При отсутствии селективной сигнализации, однозначно указывающей поврежденную линию, поиск линии с ОЗ требует большого количества оперативных переключений с переводом потребителей на резервное питание. Поэтому в сетях с большим числом линий, не оборудованных надежной селективной сигнализацией, ставится под сомнение целесообразность режима с малым током ОЗ. Если изоляция сети не выдерживает повышенные напряжения, которые особенно велики при п. д. з., то нередко во время поиска и ручного отключения ОЗ происходит переход ОЗ в двойное к. з. с участием 2-х и более линий. В таких сетях целесообразность режима с малым током ОЗ ставится под еще большее сомнение. Из-за этого достаточно распространено мнение о целесообразности увеличения тока ОЗ до значения в несколько сотен А, которого достаточно для селективной работы простой токовой защиты. Однако по ряду практических причин это невозможно. Ниже авторы попытаются показать, что при имеющихся в настоящее время земляных защитах это и нецелесообразно.

Если сети 6-35 кВ будут оснащены земляными защитами, селективность работы которых при устойчивых ОЗ и п. д. з. будет достаточной для их действия на отключение, то преимущества режима с малым током ОЗ вряд ли будут подвергаться сомнению даже для разветвленных сетей с невысоким уровнем изоляции. При наличии таких защит у эксплуатации появляется выбор. Если уровень изоляции высок, и соответственно при ручном отключении поврежденной линии нет переходов ОЗ в двойные к. з., то защиты включаются на сигнал. Если ОЗ часто переходят в двойные к. з., то защиты переводятся на отключение. Вопрос о том, на каких линиях защиту включать на отключение, решает персонал в зависимости от конкретных условий.

Для компенсированных сетей такой защитой является защита с наложением тока 25 Гц типа ЗЗС-5 [4,5,6].

Примером повышения надежности сети, обеспечиваемого действием земляной защиты на отключение, является Курганская ТЭЦ. Уровень изоляции кабельной сети, получающей питание с ГРУ-10 кВ этой ТЭЦ, – невысокий, из-за чего была типичной следующая ситуация. В кабеле возникает ОЗ. Пока вручную отключается поврежденная линия, ОЗ переходит в междуфазное или двойное к. з. Ситуация осложнялась тем, что ток к. з. на этой ТЭЦ близок к предельному току линейных выключателей. Когда линейный выключатель не справлялся с током к. з., нередко происходил пожар в ГРУ. После оснащения всех 17 линий ГРУ-10 кВ защитой ЗЗС-5 с действием на отключение, в разы уменьшилось число коротких замыканий. К. з. начинается, как правило, с ОЗ, а ОЗ вне зависимости от того, устойчивое оно или перемежающееся, стало быстро отключаться. За период с 2002г было более 200 замыканий на землю. По отзывам персонала ТЭЦ во всех случаях защита работала правильно.

Для изолированных сетей защитами, способными действовать на отключение, являются защиты, реагирующие на направление промышленной составляющей тока ОЗ (направленные защиты 50 Гц), к которым относятся известная защита ЗЗП-1 и направленные защиты 50 Гц в составе комплексных цифровых защит сетей.

Защита ЗЗС-5 – сравнительно новая, что может объяснять ее недостаточную распространенность. Но ЗЗП-1 выпускается Чебоксарским электроаппаратным заводом десятки лет. Это предельно простая, надежная и дешевая защита. В частности она прекрасно работает при п. д. з. Тем не менее, возможности этой защиты нашими энергопредприятиями используются далеко не в полной мере. Частной причиной недостаточного использования направленных защит 50 Гц является то, что требуется их фазировка по току и напряжению нулевой последовательности на объекте. Но есть и общая причина того, что сетевые земляные защиты в целом не используются в полной мере как средство повышения надежности электроснабжения. Этой причиной, на взгляд авторов, является многолетняя привычка искать «землю» посредством поочередного отключения линий и вытекающее из этого недостаточно ответственное отношение к земляным защитам сетей. Указанная выше привычка сформирована благодаря давнему нормативному положению, согласно которому сеть может 2 часа работать с замыканием на землю. Это положение появилось тогда, когда качественных сетевых защит не было. В настоящее время такие защиты есть. Но земляная защита, какой бы совершенной она ни была, не будет работать, если: трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП) повреждены; вторичные обмотки ТТНП, при наличии нескольких кабелей в линии, соединены неправильно; заземление кабельных воронок сделано неправильно. Такие ошибки распространены. Ввод защит в эксплуатацию часто делается без прогрузки первичным током. Это принципиальная ошибка, т. к. прогрузка обеспечивает проверку ТТНП, учет коэффициента трансформации ТТНП, проверку токовых цепей. Недостаточно ответственное отношение персонала энергопредприятий к земляным защитам сетей является причиной аналогичного отношения к этим защитам изготовителей защит и проектировщиков. В результате получается замкнутый круг.

На взгляд авторов, ситуацию можно изменить только с помощью нормативных указаний, которые обязали бы головные подстанции 6-35 кВ и ТЭЦ обеспечить селективное определение поврежденной линии. От этого выиграют и потребители, и поставщики электроэнергии. Такие указания обеспечат повышение требований энергетиков к разработчикам защит и к проектировщикам. Указания помогут энергопредприятиям выбрать лучшие защиты. Как должны выглядеть эти указания? – вопрос, требующий рассмотрения. Например, можно уменьшить допустимое время работы с замыканием на землю, можно ввести ограничение на число отключаемых линий при поиске «земли» Эти указания можно не применять к подстанциям, питающим неразветвленные сети, в которых поиск поврежденной линии методом отключения не требует большого числа оперативных переключений.

Итогом к сказанному может быть следующее. На энергопредприятиях можно обеспечить порядок с земляными защитами электрооборудования 6-35 кВ, если изменить нормативную базу.

ВЫВОДЫ

1.В электроустановках 6-35 кВ большинство ОЗ происходят через перемежающуюся дугу, которая представляет наибольшую опасность для оборудования. С учетом этого необходимы нормативные указания, обязывающие изготовителей земляных защит обеспечить их работоспособность при п. д. з. Необходимо также обязать релейщиков на местах делать проверку работоспособности защит при п. д. з. Необходимые для таких проверок устройства в настоящее время есть. В 1-ю очередь нормативные указания нужны для генераторных защит. В последствии этот опыт нужно трансформировать на земляные защиты другого оборудования.

2. Преимущества используемых в России режимов нейтрали сетей 6-35 кВ не будут ставиться под сомнение в том случае, если сети будут оснащены земляными защитами, селективность работы которых такова, что их можно ставить как на сигнал, так и на отключение. Такие защиты в наст время есть. Тем не менее ситуацию с земляными защитами в сетях 6-35 кВ можно назвать удручающей. Основной причиной этого является то, что и поставщики и потребители электроэнергии привыкли искать поврежденную линию посредством поочерёдного отключения. Для повышения ответственности к сетевым защитам необходимы нормативные указания, обязывающие головные подстанции 6-35 кВ и ТЭЦ обеспечить селективное определение повреждённой линии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Головко С.И. Земляные защиты электрооборудования 6–35 кВ. Учет перемежающихся дуговых замыканий.- Новости ЭлектроТехники, № 2, 2012г.

[2] Головко С.И. Земляные защиты электрооборудования 6–35 кВ. Вновь о перемежающихся дуговых замыканиях.- Новости ЭлектроТехники, № 5, 2012г.

[3] Головко С.И., Вайнштейн Р.А. Физическое моделирование электрических процессов, вызываемых перемежающимися дуговыми замыканиями. - Известия вузов. Серия Энергетика, 1978, №10.

[4] Головко С.И., Потапов П.Н. Защита от замыканий на землю кабельных линий 6-10 кВ в сетях с компенсацией емкостных токов.- Электрические станции, № 2, 2003г.

[5] Головко С.И. Комплексное применение метода наложения контрольного тока с частотой 25 Гц для защиты от замыканий на землю и измерения расстройки дугогасительного реактора.- Энергетик, №11, 2010г.

[6] Головко С.И. Обеспечить порядок с земляными защитами электрооборудования 6-35 кВ можно, если изменить нормативную базу.- Новости ЭлектроТехники, № 5, 2012г.

КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ЗАЗЕМЛЕНИЮ НЕЙТРАЛИ И ЗАЩИТЕ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Булычев А.В., Козлов В.Н., Соловьев И.В. («НПП Бреслер»)

Стремление повысить эффективность и надежность распределительных электрических сетей вызывает необходимость применять в них разные режимы нейтрали. Но, изменение режима нейтрали сети (даже ординарное заземление нейтрали через дугогасящий реактор) требует пересмотра множества технических решений, касающихся управления этой сетью, релейной защиты и автоматики и других функционально важных элементов.

В этой связи, хорошие перспективы открывает совместное решение задач заземления нейтрали распределительных сетей, релейной защиты, автоматического управления и определения поврежденного присоединения.

Научный подход к решению практических задач, присущий специалистам «НПП Бреслер», положен в основу нового направления деятельности предприятия – создания комплексных элементов систем электроснабжения. Идея заключается в том, чтобы в распределительных электрических сетях использовать крупные элементы (комплексы), содержащие взаимно согласованное силовое (первичное) и управляющее (вторичное) оборудование. При этом подходе имеется возможность более рационально использовать оборудование за счет конструктивного объединения отдельных устройств и обобщения в одном устройстве функций нескольких устройств. Это позволяет не только повысить удобство проектирования, но снизить капитальные затраты на его монтаж и эксплуатацию, и обеспечивает удобство эксплуатации.

Создан комплекс взаимно согласованного силового и управляющего оборудования для заземления нейтрали распределительной сети (рис.1), обеспечивающий оптимальный режим заземления нейтрали с управляемой компенсацией емкостных токов замыкания на землю, резистивным заземлением и селективной защитой от однофазных замыканий на землю с функцией определения поврежденного присоединения.

Он содержит несколько модулей. Силовое оборудование подключается к шинам подстанции через ячейку с выключателем, в которой размещены трансформаторы тока, терминал управления фидером (специальный терминал релейной защиты фидера заземляющих устройств типа «Бреслер-0107.100»), ограничители перенапряжений (ОПН) и ввод кабельной линии с трансформатором тока нулевой последовательности. Специальный терминал защиты обеспечивает охват своей зоной действия всех силовых элементов фидера заземляющих устройств: кабельная линия, нейтралеобразующий трансформатор, дугогасящий реактор, заземляющий резистор. Кроме этого, в нем реализованы важные упреждающие функции – защиты от перегрузки и перегрева заземляющего резистора и дугогасящего реактора по току и по температуре.

Заземляющий трансформатор соединен с ячейкой кабельной линией. Для создания искусственной нулевой точки сети целесообразно использовать специальный нейтралеобразующий трансформатор, обмотки которого соединены по схеме «звезда-зигзаг», например, типа TMGN производства «НПП Бреслер». Этот трансформатор

разработан специально как нейтралеобразующий и имеет ряд важных преимуществ при выполнении основной и вспомогательных функций.

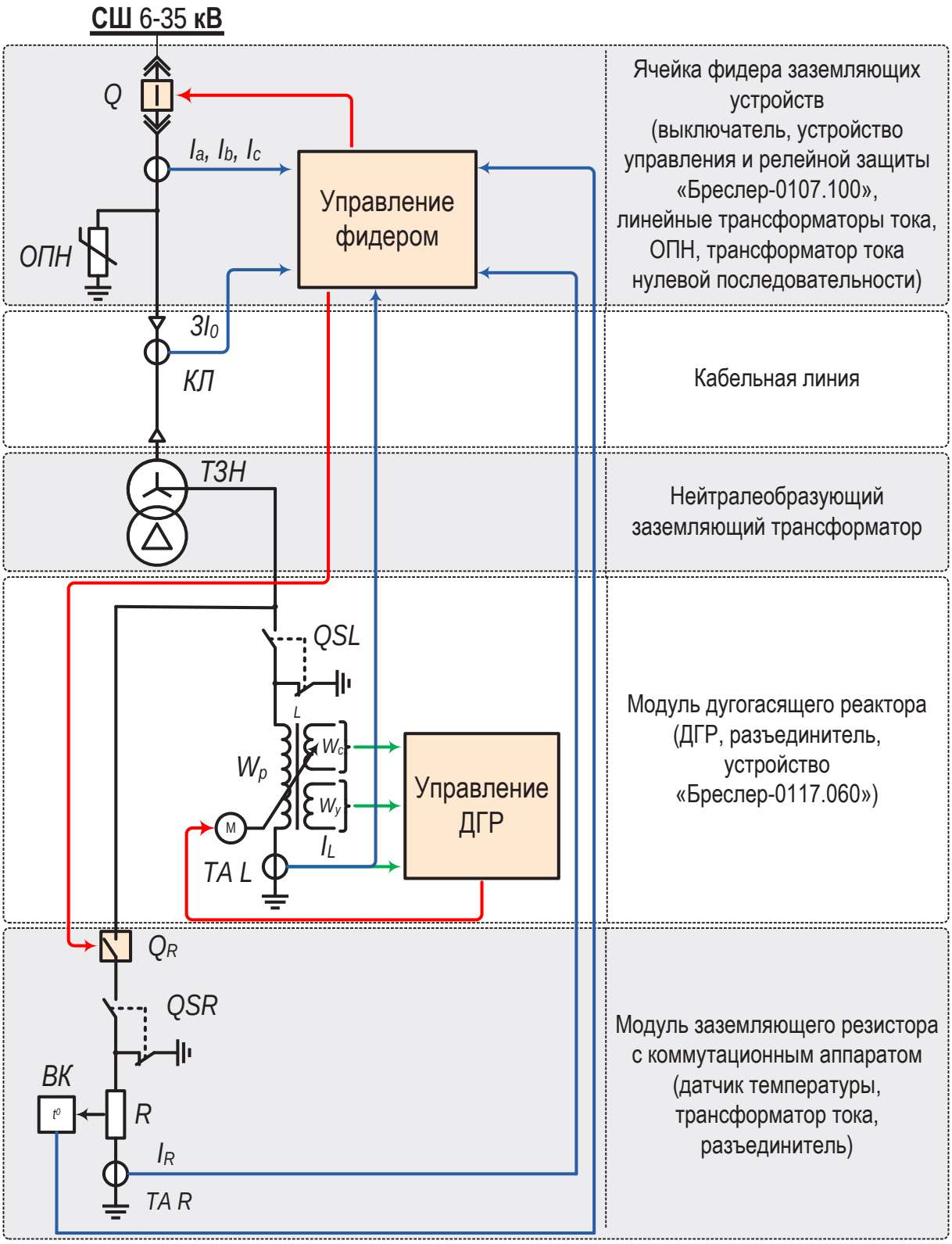


Рис. 1. Схема присоединения заземляющих устройств

Модуль дугогасящего реактора содержит основной элемент – дугогасящий реактор (ДГР), систему автоматического управления ДГР на основе терминала «Бреслер-0107.060» («Бреслер-0107.ДГР») и вспомогательное оборудование. В

проекте предполагается использование ДГР плунжерного и конденсаторного типа. Дугогасящие реакторы конденсаторного типа серии РДМК, которые выпускаются «НПП Бреслер», привлекают преимуществами в эксплуатации. В них реализован статический принцип регулирования индуктивности ДГР (без подвижных механических элементов – плунжеров) за счет переключаемых конденсаторов во вторичной цепи ДГР, что позволяет получить улучшенные показатели динамики регулирования, линейности характеристики, ресурса, износостойкости, работоспособности при низких температурах и эксплуатационных расходов.

Микропроцессорное устройство управления ДГР предназначено для постоянного контроля степени компенсации емкостного тока и автоматической настройки дугогасящего реактора на заданный режим компенсации в воздушных или кабельных сетях 6-35 кВ.

Устройство рассчитано на работу в сетях с любым видом заземления нейтрали, в том числе - наиболее современным комбинированным, не требует создания искусственной несимметрии сети. Автоматика «Бреслер-0107.ДГР» аттестована ОАО "Россети" и может быть использована с ДГР разных типов.

Принцип работы автоматики основан на определении параметров контура нулевой последовательности (КНП) сети по частоте свободных колебаний, возникающих в результате кратковременного воздействия на контур тестового сигнала. Метод измерения параметров контура защищен патентом на изобретение, имеет высокие метрологические характеристики, не зависящие от режима контролируемого объекта.

Тестовый сигнал подается в контролируемую цепь через дополнительную обмотку дугогасящего реактора. Измерение сигнала отклика осуществляется через обмотку измерительного трансформатора напряжения «разомкнутый треугольник». Тестовый сигнал из-за незначительной мощности не вызывает заметного изменения напряжения на нейтрали сети, и для его наложения можно использовать дополнительную или маломощную измерительную обмотку ДГР.

Имея осциллограмму свободной составляющей переходного процесса в КНП, автоматика осуществляет расчет требуемой степени компенсации емкостного тока и управление ДГР. Расчет выполняется с учетом реальных потерь в КНП. Это позволяет использовать автоматику в низкодобротных сетях с комбинированным активно-индуктивным заземлением в условиях, когда сопротивление заземляющего резистора и сопротивление ДГР на промышленной частоте соизмеримы. Следует отметить, что управление ДГР в низкодобротных сетях другими методами нереализуемо из-за больших методических погрешностей определения степени расстройки КНП.

Модуль заземляющего резистора представляет собой законченную конструкцию, содержащую резистор производства «НПП Болид», оснащенный датчиком температуры, коммутационный аппарат (разъединитель) и трансформатор тока.

Проблемы построения защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в распределительных электрических сетях с изолированной нейтралью общеизвестны. При переходе на другой режим нейтрали во многих случаях проблемы защиты от ОЗЗ не исчезают полностью, а трансформируются в другие, и, вместе с ними, возникают новые, обусловленные особенностями новых режимов нейтрали.

Созданная с учетом этого система защиты от ОЗЗ с функцией определения поврежденного присоединения (ОПФ) выполняет в полной мере свои задачи при всех видах заземления нейтрали сети (рис.2).

Ее особенность заключается в том, что в ней реализовано несколько методов выявления присоединения с ОЗЗ:

- по току промышленной частоты;
- по составляющим тока переходного процесса;
- по направлению мощности нулевой последовательности;
- по высшим гармоническим составляющим в токе НП;
- по наложенному току в контуре нулевой последовательности с частотой, отличной от основной.

Некоторые из них имеют методические ограничения, при реализации других предъявляются повышенные требования к фиксирующей аппаратуре и первичным датчикам тока нулевой последовательности. Поэтому повышенные показатели свойств защиты достигаются в системе, где используются наилучшие характеристики всех реализованных методов.

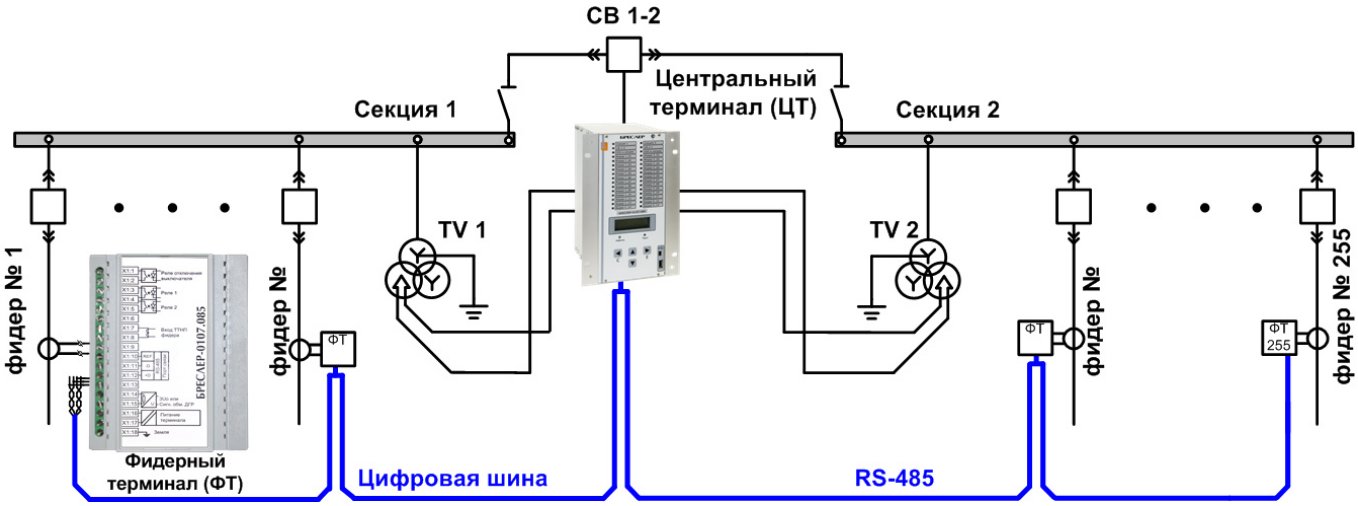


Рис.2. Структурная схема защиты от ОЗЗ с функцией ОПФ с наложением тока на контролируемую цепь через дополнительные обмотки дугогасящих реакторов

При совместной работе защиты с автоматикой управления дугогасящими реакторами, выпускаемой «НПП Бреслер» имеющей в своем составе блок наложения на контур нулевой последовательности сети тестового сигнала, этот блок дополнительно используется и для решения задачи ОПФ по методу наложения.

Защита начинает действовать если измеряемое напряжение нулевой последовательности в сети превышает установленное значение. При этом начинается отсчет выдержки времени на срабатывание, по окончании которой констатируется факт возникновения однофазного замыкания на землю на секции.

По факту появления признака возникновения ОЗЗ начинает действовать программа определения поврежденного фидера и при определенных условиях вводится в работу блок наложения тока на контур нулевой последовательности.

В периферийных (фидерных) терминалах фиксируются токи нулевой последовательности каждого фидера, оцифровываются с помощью АЦП, проходят

через цифровые DFT-фильтры, которыми выделяются отдельные составляющие тока. Затем обработанная информация по цифровым каналам связи поступает в центральный терминал.

Решение о том, какой фидер поврежден, принимается на основе анализа данных, получаемых по всем алгоритмам с учетом всей доступной информации, поступающей в центральный терминал от фидерных терминалов.

Автоматика ДГР и защита от ОЗЗ с функцией ОПФ удобно компонуются в одном шкафу. Используется общий блок наложения тестового сигнала, значительно упрощаются электрические цепи блокировок. Один комбинированный шкаф обеспечивает управление двумя ДГР и защиту от ОЗЗ в сети, содержащей 28 фидеров.

Все это, безусловно, дает существенные инженерно-экономические преимущества для повышения надежности электроснабжения. Вместе с этим удается снизить общую стоимость оборудования, которое в целом выполняет все необходимые функции.

СЕЛЕКТИВНАЯ ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6-35 КВ – ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ

Иванов С.В., Белянин А.А., (ООО «ИЦ «Бреслер»)
Лачугин В.Ф., (ОАО «ЭНИН» им. Кржижановского)

Наиболее массовым видом повреждений в распределительных сетях 6-35 кВ являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ), однако до настоящего времени отсутствует единый подход в выполнении данной защиты.

Распределительные сети могут иметь различную конфигурацию и режим заземления нейтрали (изолированную, заземленную через дугогасящий реактор (ДГР) и резистивно заземленную), что предъявляет к защитам от ОЗЗ ряд весьма жестких требований в части обеспечения:

- Высокой чувствительности и 100% селективности независимо от конфигурации сети и от режима заземления нейтрали электрической сети с воздушными, кабельными и смешанными линиями.
- Селективности, как при устойчивых, так и неустойчивых замыканиях.
- Надежности при многократно повторяющихся (перемежающихся) замыканиях.
- Действия на сигнал или на отключение, с возможностью передачи информации о срабатывании на верхний уровень автоматизированных систем управления (АСУ) по каналам связи.
- Возможности проверки защиты под нагрузкой.

Удовлетворению требований по селективности при устойчивых и неустойчивых ОЗЗ способствует применение быстродействующих алгоритмов, реагирующих, в частности, на переходные токи и напряжения [1]. Этим требованиям наиболее полно удовлетворяют защиты, реагирующие на направление распространения волн переходного процесса, возникающего при ОЗЗ [2, 3]. Использование данного принципа определяет независимость функционирования защиты от режима заземления нейтрали и конфигурации сети, а также обеспечивает способность ее работы, как при устойчивых, так и при неустойчивых замыканиях.

Одним из первых успешно выполненных проектов явилась разработка селективной защиты от замыканий на землю в сетях 6-35 кВ «ТОР 110 ИЗН» [4]. Данная разработка выполнялась совместно двумя предприятиями. Первым соисполнителем выступал старейший институт в области электроэнергетики ОАО «ЭНИН» им. Кржижановского, специалисты которого уже имели большой опыт работы в данном направлении [1]. Второй соисполнитель – ООО «Исследовательский центр «Бреслер», ведущий разработчик и производитель устройств релейной защиты и автоматики сетей 6-750 кВ, который так же вел работы по выполнению универсального устройства защиты от ОЗЗ в сетях 6-35 кВ.

Устройство «ТОР 110-ИЗН» подключается к вторичной обмотке трансформатора тока (ТТ) нулевой последовательности линии и к соединенной в разомкнутый треугольник обмотке трансформатора напряжения (ТН) секции шин (рис. 1а). При отсутствии ТТ нулевой последовательности устройство может подключаться на сумму токов трех фаз ТТ линии (рис. 1б).

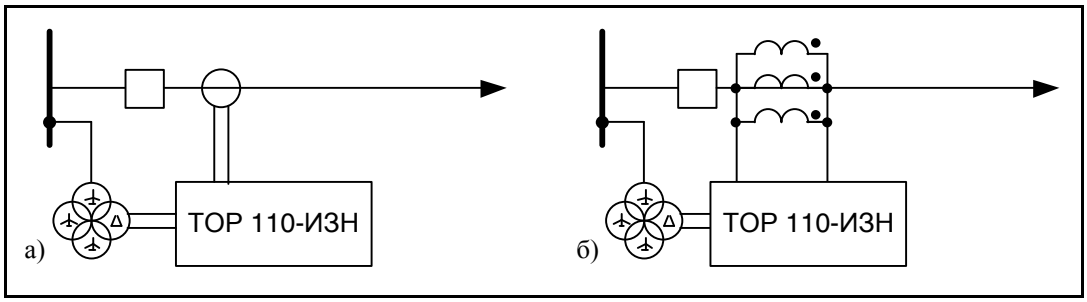


Рис. 1. Схема подключения устройства ТОР 110 ИЗН
(а – к ТТ нулевой последовательности, б – на сумму фазных токов ТТ)

Устройство «ТОР 110 ИЗН» обеспечивает:

- Селективную защиту от замыканий на землю воздушных, кабельных и смешанных линий в сети 6-35 кВ независимо от режима заземления ее нейтрали (без необходимости изменения параметров срабатывания устройства в процессе эксплуатации).
- Контроль состояния цепей ТН.
- Осциллографирование и регистрацию ОЗЗ с организацией базы данных аварийных осциллограмм.
- Контроль правильности ориентирования устройства в заданном направлении.
- Интеграцию в АСУ по протоколу IEC 60870-103.

Устройство обладает небольшими размерами и весом и может устанавливаться, в частности, на дверь релейного отсека в распределительном устройстве (рис. 2). Проверка правильности ориентирования защиты в заданном направлении осуществляется при включении выключателя защищаемой линии. За счет разновременности замыкания контактов выключателя по фазам линии возникает переходный процесс, представленный на рис. 3, с кратковременным формированием мощности нулевой последовательности, по направлению которой определяется правильность фазировки. При этом в устройстве предусмотрена отстройка его срабатывания от таких процессов, не связанных с наличием ОЗЗ.

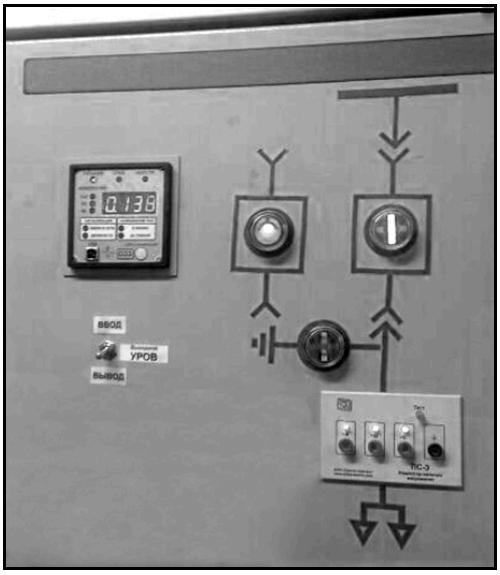


Рис. 2. Установленное устройство в ячейке

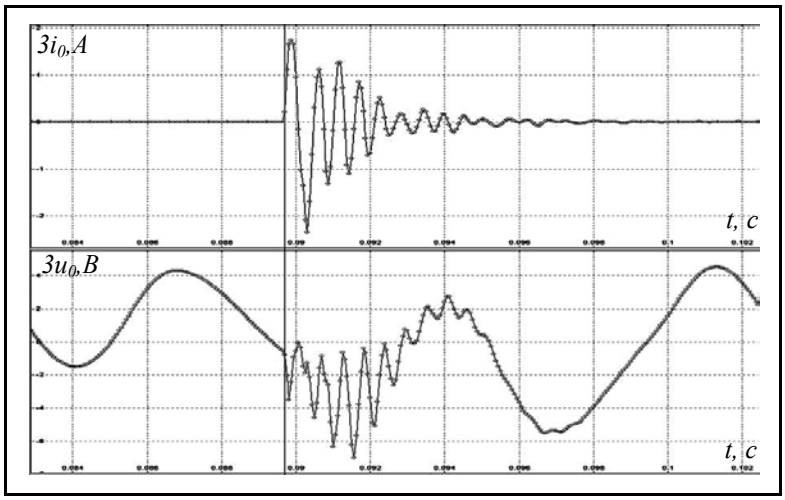


Рис. 3. Осциллограмма тока и напряжения нулевой последовательности в момент включения выключателя защищаемой линии

В мае 2012 г. после успешных натурных испытаний три таких устройства введены в опытную эксплуатацию на ЛЭП 10 кВ ПС Ханты – Мансийская. В апреле 2013 г. два устройства были

установлены в опытную эксплуатацию на ЛЭП 10 кВ ПС «Новошешминская». В мае того же года установлены три устройства на ЛЭП 6 кВ ПС «Олимпийская».

За весь период опытной эксплуатации защиты ТОР 110 ИЗН (по настоящее время), при помощи встроенного в устройство средства осциллографирования, было зафиксировано порядка 500 ОЗЗ, большая часть которых носила самоустраняющийся характер (90%), отличающийся достаточно быстрым пробоем изоляции с ее либо весьма непродолжительным восстановлением, либо с существованием ОЗЗ в течении времени до нескольких сотен миллисекунд.

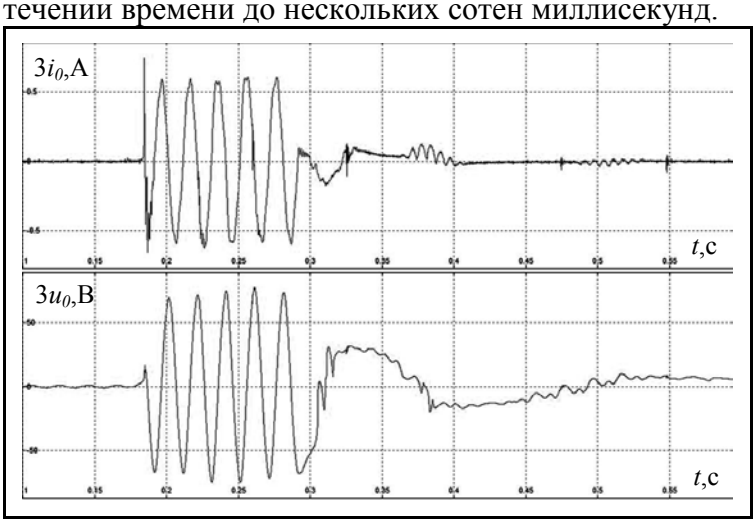


Рис. 4. Самоустраняющееся однофазное замыкание

Менее частыми являются устойчивые замыкания (9%). В зависимости от характера повреждения устойчивые замыкания также делятся на 2 вида. К первому – относятся медленно развивающиеся замыкания (рис. 6а), вызванные пробоем воздушного промежутка с возникновением стримера, плавно перетекающего в устойчивый пробой. Второй вид характеризуется быстрым установлением ОЗЗ (рис. 6б), но при этом до возникновения устойчивого ОЗЗ также фиксируются частичные пробои изоляции в месте замыкания.

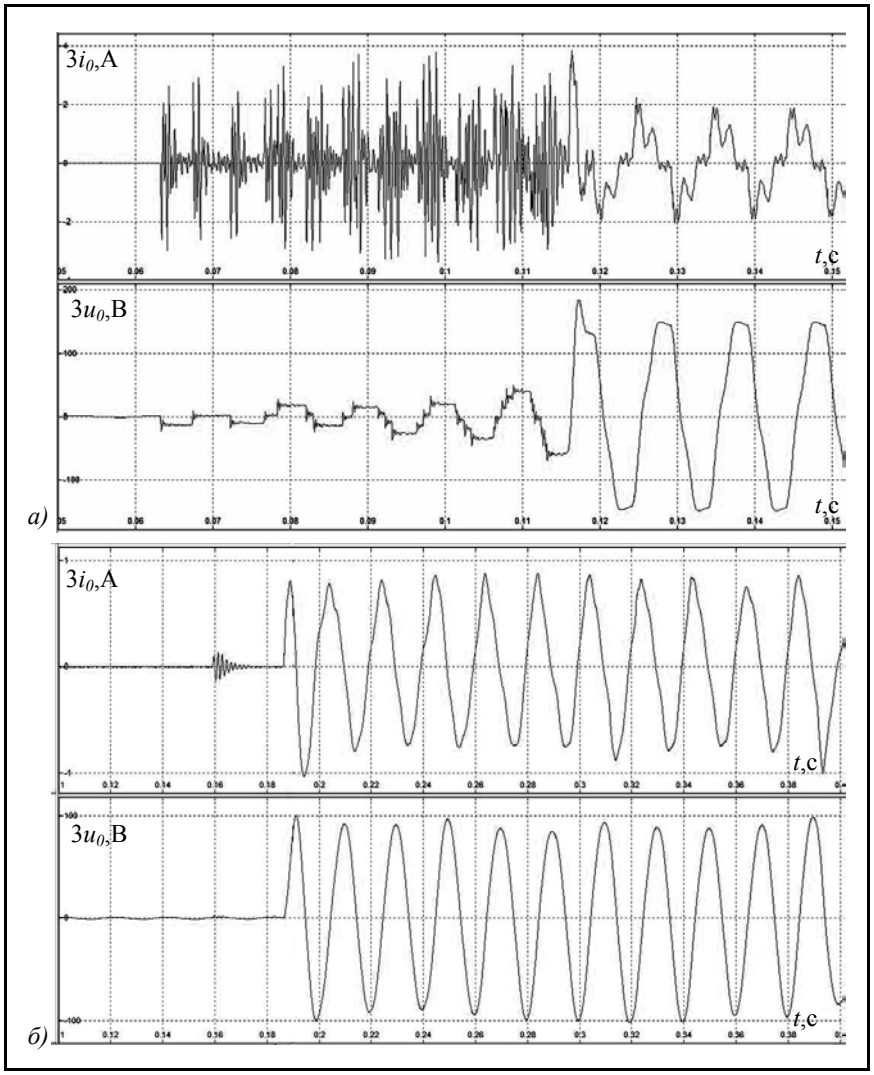


Рис. 5. Устойчивые однофазные замыкания

Третьим, не менее интересным видом ОЗЗ, но гораздо реже встречающимся (менее 1%), являются перемежающиеся замыкания (рис. 6). Здесь фиксируется возникновение ОЗЗ каждые 10 мс. Процесс перемежающегося ОЗЗ может носить длительный характер, постепенно переходя в устойчивое замыкание.

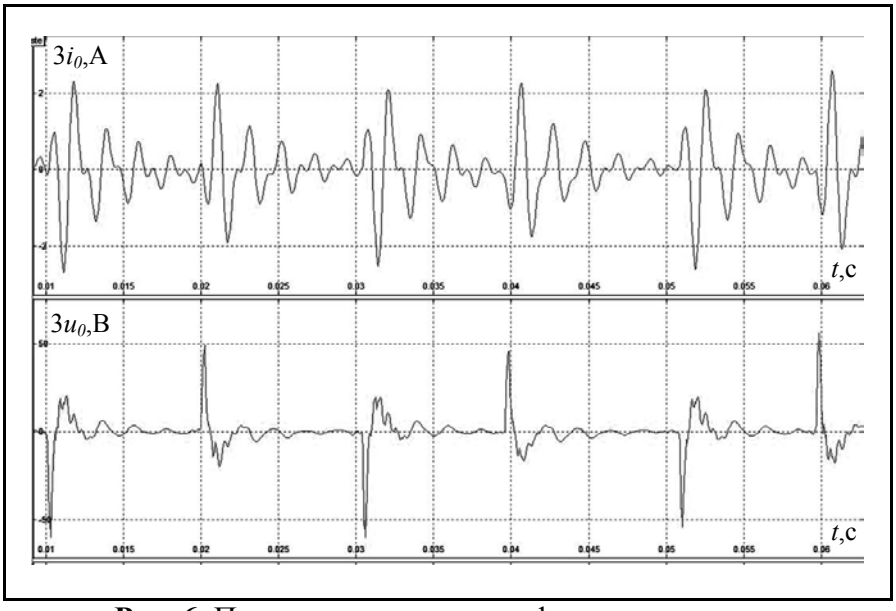


Рис. 6. Перемежающееся однофазное замыкание

ВЫВОД.

Использование уникальных возможностей устройства ТОР 110 ИЗН по осциллографированию с высокой разрешающей способностью реальных ОЗЗ, включающего и их предаварийные стадии, позволяет дать более детальную оценку характеру возникновения и развития ОЗЗ в сетях с изолированной, компенсированной и резистивно заземленной нейтралью, что, несомненно, окажется весьма полезным не только для специалистов по релейной защите и автоматике, но и для тех, кто занимается испытанием высоковольтного оборудования и измерением в электрических сетях.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Попов И.Н., Лачугин В.Ф., Соколова Г.В. Релейная защита, основанная на контроле переходных процессов. – М.: Энергоатомиздат, 1986.

[2] Лачугин В.Ф. Направленная импульсная защита от замыканий на землю // Энергетик. 1997. № 9. с. 21.

[3] Лачугин В.Ф. Экспериментальные исследования импульсной защиты от замыканий на землю воздушных и кабельных сетей с компенсированной нейтралью // Электрические станции. 2005. № 8. С. 58-63.

[4] Лачугин В.Ф, Иванов С.В., Белянин А.А. Разработка импульсных защит от замыканий на землю. «Релейная защита и автоматизация», 2012, №3, С. 44-51.

Иванов Сергей Владимирович (1980 г.р.) – к.т.н., директор центра исполнения проектов ООО «ИЦ «Бреслер».
Адрес электронной почты: ivanov_sv@ic-bresler.ru

Лачугин Владимир Федорович (1948 г.р.) – к.т.н., с.н.с., заведующий лабораторией информационно-измерительных и управляющих систем в электроэнергетике ОАО «ЭНИН».
Адрес электронной почты: lachugin@eninnet.ru

Белянин Андрей Александрович (1990 г.р.) – магистр техники и технологии по направлению «Электроэнергетика», аспирант ЧГУ по специальности «Электрические станции и электроэнергетические системы», инженер-исследователь ООО «ИЦ «Бреслер».
Адрес электронной почты: a.a.belyanin@gmail.com

РЕАЛИЗАЦИЯ ЗАЩИТЫ ОТ ДВОЙНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Ефремов В.А., Воронов П.И., (ООО «ИЦ «Бреслер»)
Алексенко С.А., Ластовкин В.Д. (г. Чебоксары; г. Магадан)

Основными повреждениями в электрических сетях 6-35 кВ являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ), которые составляют 75-90% от общего количества повреждений [1]. Согласно ПУЭ ОЗЗ не должно приводить к немедленному отключению повреждённого присоединения, так как этот режим не сопровождается сверхтоками, которые могут привести к выходу из строя первичного оборудования. Кроме того, из-за возможных феррорезонансных явлений отключение линии с ОЗЗ может быть нежелательно и приводить к выходу из строя трансформаторов напряжения и слабонагруженных силовых трансформаторов, работающих в режимах близких к холостому ходу [2].

С другой стороны, известно, что режим ОЗЗ сопровождается повышением напряжения на неповреждённых фазах, и перенапряжение может вызвать пробой в местах с ослабевшей изоляцией. Это может привести либо к междуфазным, либо к многоместным замыканиям, тем самым увеличивается ущерб от аварии.

Кроме того, на линиях электропередачи с деревянными опорами, например, как в сетях ОАО «Магаданэнерго», долгое существование ОЗЗ часто приводит к возгоранию таких опор, что не только переводит ОЗЗ в междуфазное (трёхфазное) короткое замыкание, но и на длительный срок выводит линию из работы.

Для искоренения подобных проблем ООО «Исследовательский центр «Бреслер» совместно с ОАО «Магаданэнерго» провели научно-исследовательскую опытно-конструкторскую разработку нового подхода для защиты линий электропередачи с изолированной нейтралью. В результате был разработан алгоритм защиты, структурная схема которого приведена на рис. 1. Алгоритм был реализован на базе микропроцессорного терминала серии ТОР 300, представленного на рис. 2.

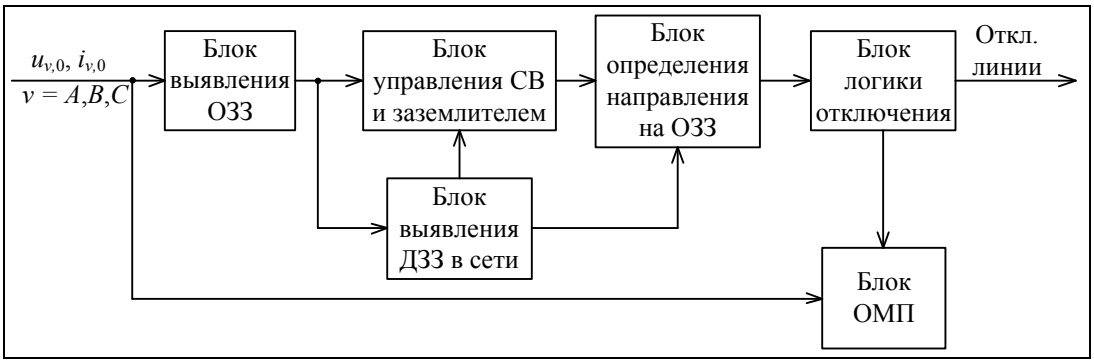


Рис. 1. Структурная схема разработанного алгоритма

Рис. 2. Устройство защиты от двойных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью

Структурная схема описывает индивидуальное устройство защиты, устанавливаемое на каждое присоединение, отходящее от шин питающей подстанции. Суть защиты заключается в том, что при обнаружении ОЗЗ в сети она выдаёт сигналы на замыкание/размыкание первичного оборудования, в том числе на заземляющее устройство, а в некоторых случаях на секционный выключатель (СВ), если он присутствует в распределительном устройстве питающей подстанции, тем самым в сети режим будет переведён в двойное замыкание (ДЗЗ) на землю с увеличением аварийных токов в сети. Такое решение позволяет не только быстро отключить повреждение в сети, но и по аварийным токам симметричных составляющих реализовать прецизионный алгоритм определения места повреждения (ОМП). Защита с некоторой задержкой, достаточной для целей ОМП по параметрам аварийного процесса, будет действовать на отключение повреждённого присоединения и на размыкание заземляющего устройства.

Структурная схема защиты (рис. 1) содержит блоки выявления ОЗЗ и ДЗЗ в сети, определения направления на ОЗЗ, ОМП, управления СВ и заземлителем и логики отключения.

За обнаружение ОЗЗ в сети отвечает «Блок выявления ОЗЗ». Как уже было отмечено ранее, ОЗЗ сопровождается снижением напряжения в одной повреждённой фазе и увеличением напряжения в двух других. Это обстоятельство позволяет за короткое время выявить наличие ОЗЗ в сети, а также определить повреждённую фазу. Определение повреждённой фазы позволяет перевести ОЗЗ в ДЗЗ, причём в сетях с изолированной нейтралью необходимо замыкание двух разных фаз.

Выявив ОЗЗ в сети и повреждённую фазу, защита выдаёт сигнал на «Блок управления СВ и заземлителем». При появлении естественного второго замыкания в сети и возникновения, соответственно, двойного замыкания «Блок выявления ДЗЗ в сети» блокирует замыкание заземлителя в этом режиме.

Включение секционного выключателя (СВ) на подстанции может быть необходимым для того, чтобы обеспечить ток нулевой последовательности на всех присоединениях. Например, для сети по рис. 3 появление ОЗЗ в сети не приведёт к появлению тока нулевой последовательности для линии W1, так как не будет пути для его протекания. Он появится только после включения выключателя СВ. Фазовые соотношения между током и напряжением нулевой последовательности позволяют определить, где произошло ОЗЗ – впереди или позади от места установки защиты [3], что выполняет «Блок определения направления на ОЗЗ».

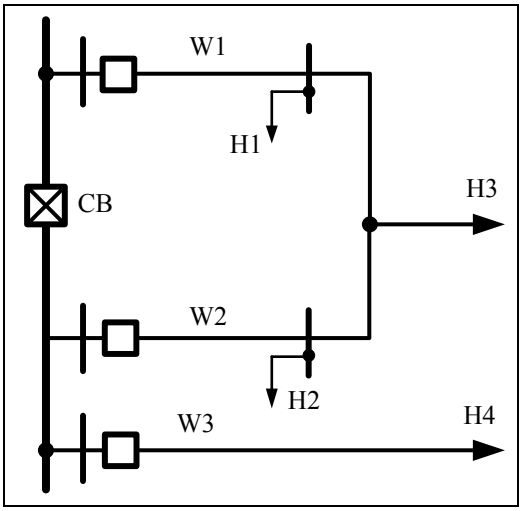


Рис. 3. Пример схемы сети

Переведя режим ОЗЗ в режим ДЗЗ, защита через «Блок логики отключения» будет воздействовать на выключатель повреждённой линии, на заземляющее устройство, а также на секционный выключатель. В качестве заземляющего устройства применяют два однополюсных выключателя, установленных на две различные фазы.

Режим искусственного ДЗЗ позволяет реализовать функцию ОМП. Алгоритм будет учитывать тот факт, что одна из точек двойного замыкания заранее определена, и только одну необходимо отыскать.

ВЫВОД.

1. Разработанная в ходе совместной работы ООО «ИЦ Бреслер» и ОАО «Магаданэнерго» защита позволяет сократить время существования ОЗЗ в сети, практически исключая появления режима естественного двойного замыкания на землю, и выполнить прецизионное ОМП по параметрам аварийного процесса.

2. Защита от двойных замыканий обеспечивает селективную работу защиты с высоким быстродействием, снижение экономического ущерба от аварий, сокращение и недоотпуск электрической энергии потребителям.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2001.
[2] Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М.: «Энергия», 1971.
[3] Попов И.Н., Лачугин В.Ф., Соколова Г.В. Релейная защита, основанная на контроле переходных процессов. – М.: Энергоатомиздат, 1986.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Ефремов Валерий Александрович – к.т.н., доцент кафедры ТОЭ и РЗА ЧувГУ, директор центра применения продукции ООО «ИЦ Бреслер».
Адрес электронной почты: efremov_va@ic-bresler.ru.

Воронов Павел Ильич – магистрант Чувашского государственного университета по направлению «Автоматика энергосистем», инженер-исследователь ООО «ИЦ Бреслер».
Адрес электронной почты: voronov_pi@ic-bresler.ru.

Алексенко Сергей Анатольевич – г. Магадан.
Адрес электронной почты: ale_s_a@mail.ru.

Ластовкин Виктор Дмитриевич – начальник СРЗАиМ ОАО «Магаданэнерго», г. Магадан.
Адрес электронной почты: srzam@magadanenergo.ru.

ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ДИСКРЕТНЫХ ВХОДОВ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗиА

Балашов В.В. (Технический директор холдинга «АБС Электро»)

Дискретные входы (ДВ) являются одним из важных элементов терминалов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (МП РЗиА). От их надежной и правильной работы во многом зависит надежная и правильная работы терминалов МП РЗиА.

В эксплуатации отмечается значительное количество случаев излишней и ложной работы терминалов МП РЗиА из-за излишней и ложной работы ДВ терминалов.

Излишняя и ложная работа ДВ терминалов МП РЗиА, на наш взгляд, происходит из-за несоответствия ДВ терминалов условиям применения и из-за недостаточной полноты имеющихся в настоящее время требований к выполнению ДВ терминалов.

ДВ терминалов подавляющего большинства производителей МП РЗиА выполнены как промежуточные реле с регулируемым временем срабатывания и регулируемым напряжением срабатывания. Отсутствие четких нормативов по выполнению ДВ терминалов приводит к тому, что каждый производитель терминалов МП РЗиА имеет огромную свободу самовыражения при создании ДВ терминала и использует эту свободу по мере имеющегося у него опыта. Отсутствие четких нормативов по выполнению ДВ терминалов приводит к тому, что производители терминалов МП РЗиА перекладывают ответственность за правильную работы ДВ терминалов на потребителей их продукции, на работников, занимающихся эксплуатацией терминалов МП РЗиА, задавая диапазоны срабатывания ДВ терминалов по времени и напряжению срабатывания, которые работники эксплуатации должны выставлять для правильной работы ДВ или, что то же самое, для их отстройки от помех и ненормальных режимов работы сети оперативного постоянного тока (СОПТ) энергообъекта, в которую включаются ДВ терминалов. Работники эксплуатации не располагают достаточной компетенцией для выбора регулируемых параметров срабатывания ДВ терминалов для каждого конкретного энергообъекта, что приводит к произвольному выставлению регулируемых параметров. Как правило, работники эксплуатации для отстройки от помех и ненормальных режимов работы СОПТ стараются выставить регулируемые параметры ДВ терминалов в максимальное положение. Это приводит как к постоянному замедлению срабатывания ДВ терминала и, как следствие, к замедлению срабатывания устройств РЗиА. Завышение напряжения срабатывания ДВ терминала приводит к возможности отказа срабатывания ДВ терминала при снижении напряжения СОПТ на его входе. Таким образом, на работников эксплуатации возлагается вся ответственность за правильную работу ДВ терминалов, за компетенцию разработчиков ДВ терминалов и за отсутствие необходимых нормативных документов. Еще одним свидетельством необходимости наличия нормативных документов по созданию ДВ является то, что чрезмерно большое сопротивление ДВ не позволяет существующим устройствам контроля изоляции сети СОПТ энергообъектов без выполнения специальных мероприятий определить и сигнализировать замыкание на «землю» на плюсе ДВ.

Рассмотрим характерные режимы работы СОПТ энергообъектов.

Нормальный режим работы СОПТ энергообъекта характеризуется величиной напряжения между полюсами СОПТ и величинами сопротивления и емкости полюсов СОПТ относительно «земли». Напряжение между полюсами СОПТ определяется напряжением аккумуляторной батареи (АБ), а сопротивление и ёмкость полюсов СОПТ относительно «земли» определяются соответствующими параметрами жил кабелей вторичной коммутации (ВК), подключенных к полюсам СОПТ. Схемы устройств РЗиА, используемые в отечественной практике, построены таким образом, что количество жил кабелей ВК, подключенных к минусу СОПТ больше, чем количество жил кабелей ВК, подключенных к полюсу СОПТ. Это приводит к тому, что сопротивление на «землю» плюса СОПТ, выше, чем сопротивление минуса СОПТ. При большом количестве жил кабелей ВК (для большого энергообъекта с большим количеством протяженных жил кабелей ВК) напряжение плюса СОПТ относительно «земли» выше напряжения минуса СОПТ относительно «земли».

Одним из часто встречающихся ненормальных режимов работы СОПТ является замыкание на «землю» одного из полюсов СОПТ вследствие нарушения изоляции цепей ВК. Режим замыкания на «землю» является ненормальным вследствие отклонения напряжений элементов СОПТ от нормального значения, но не приводит к повреждению элементов СОПТ при своем существовании. Опасность такого режима заключается в том, что при замыкании на «землю» любой цепи ВК другого полюса СОПТ происходит КЗ с обесточиванием нагрузки СОПТ, что недопустимо. Поэтому возникновение режима замыкания на «землю» СОПТ должно контролироваться и, по возможности, мгновенно сигнализироваться для устранения возникшего замыкания на «землю». Для выявления режима замыкания на «землю» в сети СОПТ используется, либо постоянно включенное устройство контроля (схема Ларионова), либо периодически подключаемое к СОПТ устройство контроля (устройство фирмы «Бендер»). В первом случае, в сети СОПТ постоянно присутствует точка заземления, связанная с землей через большое сопротивление. Во втором случае, СОПТ большую часть времени изолирована от земли и лишь на время подключения устройства контроля получает связь с землей через устройство контроля.

Применение схемы Ларионова с параметрами, указанными на рис. 1 не позволяет значительно увеличить напряжение на емкостях СОПТ при замыкании на «землю» и напряжение на ДВ при металлическом замыкании на «землю» на его плюсе не превысит половины напряжение СОПТ. При отсутствии принудительного заземления в СОПТ емкости неповрежденного полюса СОПТ могут заряжаться до полного напряжения СОПТ, что может привести при перемежающейся «земле» на плюсе ДВ к ложному срабатыванию ДВ.

Еще одним режимом работы ДВ, при котором он не должен ложно срабатывать, является появление помех на ДВ терминала. Помехи, возникающие на ДВ терминала, могут быть следствием переходных процессов и коммутаций в СОПТ, коммутациями и КЗ на первичном оборудовании энергообъекта, грозовыми разрядами и других причин. Длительность помех, приходящих на ДВ терминала, для разных источников их возникновения может колебаться от микро и наносекунд до сотен миллисекунд. Наиболее мощными и длительными могут быть помехи, возникающие при коммутациях в СОПТ.

Также ненормальным является режим работы СОПТ, при котором одна фаза СОПТ соединяется с одной фазой переменного напряжения, например, с цепями переменного напряжения от трансформатора напряжения или с цепями собственных нужд энергообъекта. Этот режим характеризуется наложением на напряжение СОПТ синусоидального переменного напряжения. При этом в цепях СОПТ будет происходить перезаряд емкостей и прохождение синусоидальных токов от переменного напряжения по элементам СОПТ, связанным с «землей». Это режим может существовать весьма долго и значительно дольше, чем существуют другие помехи.

Коммутация контакта в цепи ДВ терминала также сопровождается помехами. Следует обратить внимание на то, что механические контакты в цепи ДВ имеют минимальный ток срабатывания. То есть для любого контакта кроме напряжения на контакте существует минимальный ток через контакт, который он гарантированно будет проводить. Если ток через контакт меньше минимального, то поведение контакта не нормируется и не гарантируется. Контакт, находясь в механически замкнутом состоянии, при токах меньше минимально допустимого может как проводить, так и не проводить ток.

В эксплуатации относительно часто встречаются случаи снижения сопротивления изоляции между жилами одного кабеля ВК. При снижении сопротивления изоляции между жилами кабеля ВК идущими к управляющему контакту одного ДВ терминала может произойти срабатывание ДВ не из-за замыкания управляющего контакта, а из-за снижения сопротивления изоляции между жилами кабеля ВК.

Исходя из вышеизложенного, сформулируем новые требования к ДВ терминала без учета технических характеристик ДВ существующих МП РЗиА.

ДВ терминалов должен нормально функционировать в СОПТ, как имеющих принудительную связь с «землей», так и изолированных от «земли». Выполнение этого требования обеспечивает повсеместное применение таких ДВ терминалов. Разработка ДВ для применения только в

изолированных от «земли» СОПТ или только в принудительно соединенных с «землей» СОПТ вызовет трудности с последующим применением.

ДВ терминалов должен не реагировать на помехи и переходные процессы на своем входе. Очевидно, что для этого ДВ терминала должен иметь возможность анализировать сигнал на своем входе и отличать помеху от сигнала срабатывания. То есть ДВ терминала должен быть аналоговым, а не дискретным в сегодняшнем понимании и исполнении.

Собственное время срабатывания ДВ терминала должно быть минимально возможным и не превосходить единиц миллисекунд. Это необходимо для исключения замедления исполнения команды, пришедшей на ДВ терминала.

Номинальный ток ДВ терминала (сопротивление ДВ терминала) должен обеспечивать надежную работу управляющего контакта в его цепи по минимальному току срабатывания при минимально допустимом напряжении СОПТ. Это требование можно сформулировать и по-другому: контакт в цепи ДВ терминала должен иметь минимальный ток меньше тока ДВ терминала при минимальном напряжении СОПТ.

Напряжение срабатывания ДВ терминала должно гарантированно обеспечивать его срабатывание при минимально возможном напряжении СОПТ. Лучше сделать ДВ таким, что при любом снижении напряжения СОПТ ДВ надежно срабатывал, обеспечивая исполнение принимаемой команды. Напряжение, при котором ДВ терминала должен надежно срабатывать должно быть не больше минимального напряжение работы самого терминала.

ДВ терминала должен выявлять и сигнализировать появление «земли» на его плюсе при металлическом замыкании на «землю» и при переходном сопротивлении при замыкании на «землю» не менее 20 кОм. Реализация этого требования позволяет существенно сократить время поиска «земли» в цепях СОПТ и имеет много других положительных моментов.

ДВ терминала должен сигнализировать плавное и медленное снижение сопротивления изоляции в цепи его управления для исключения его ложного срабатывания, например, при снижении сопротивления изоляции между жилами кабеля в цепи управления ДВ терминала. Случаи излишней работы устройств РЗиА из-за снижения сопротивления изоляции между жилами кабелей происходят регулярно и постоянно. Выполнение этого требования существенно повысит надежность работы терминалов МП РЗиА.

Сопротивление ДВ терминала должно быть минимально возможным и должно обеспечивать работу существующих устройств сигнализации замыкания на «землю» в СОПТ. По действующим нормам сигнализация замыкания на «землю» СОПТ должна срабатывать при напряжении СОПТ равном 220 В при переходном сопротивлении замыкания на «землю» равном 20 кОм. Следовательно, максимальное сопротивление ДВ терминала должно быть 20 кОм и менее, чтобы устройство контроля срабатывало, хотя бы, при металлическом замыкании на «землю» на полюсе ДВ терминала. Желательно, чтобы сопротивление ДВ терминала было менее 20 кОм.

Если суммировать все перечисленные требования, то становится очевидным, что реализовать их все возможно только при выполнении ДВ терминала аналоговым, когда сам ДВ терминала будет определять характер сигнала на его входе и по определенному алгоритму принимать решение о необходимости срабатывания или сигнализации ненормального режима работы.

ОАО «ВНИИР», головное предприятие холдинга «АБС Электро», разработало и применило в микропроцессорном терминале РЗиА «РИТМ» ДВ с вышеперечисленными характеристиками.

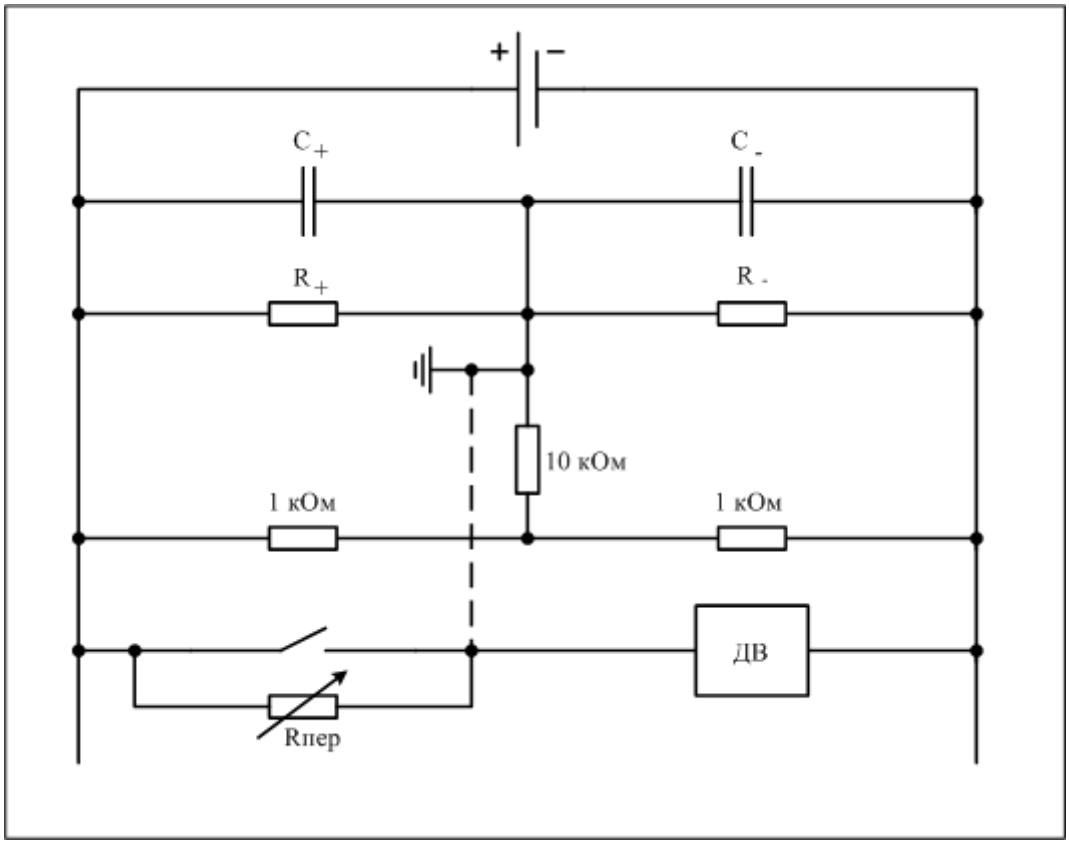


Рис. 1. Схема СОПТ с принудительным заземлением при наличии замыкания на «землю»

Краткая информация об авторе: Балашов Виталий Васильевич в 1975 г. окончил Московский энергетический институт по специальности «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», с 1975 по 2005 гг. работал в службе РЗиА ОАО «Мосэнерго»; затем работал в ОАО МОЭСК: 2005-2009 гг. – начальником службы РЗиА, 2009-2011 гг. – заместителем главного инженера. В настоящее время является техническим директором холдинга «АБС Электро».

ПОВЫШЕНИЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ С ОТВЕТВЛЕНИЯМИ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ К КОРОТКИМ ЗАМЫКАНИЯМ НА СТОРОНЕ НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Колесов Л.М., Можжухина В.В.
Ивановский государственный энергетический университет (ИГЭУ)

ВВЕДЕНИЕ

При осуществлении дистанционной защиты (ДЗ) возникают значительные трудности в обеспечении требуемой чувствительности к коротким замыканиям (КЗ) в зоне резервирования: за трансформаторами ответвлений, или на стороне НН автотрансформатора (АТ). Это определяется в первую очередь тем, что на замер сопротивления измерительного органа (ИО) ДЗ влияет подпитка с противоположной стороны защищаемого объекта. Кроме того, ИО сопротивления должен быть отстроен от максимального нагрузочного режима. Например, для ДЗ линии с ответвлением переток мощности по линии может быть таким, что сопротивление нагрузочного режима близко к замеру сопротивления при КЗ за трансформатором. Еще большие трудности возникают при двухфазных КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток «звезда - треугольник».

ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА РАБОТЫ ПРЕДЛАГАЕМОЙ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ

Для повышения чувствительности ДЗ трехконцевого объекта к коротким замыканиям на стороне низшего напряжения трансформатора предлагается выполнить дополнительное реле сопротивления, включаемое на сумму токов двух питающих сторон элемента и напряжение одной из сторон, математически смещенное к точке подключения третьей стороны элемента.

Специальное выполнение дистанционной защиты (ДЗ) предлагается для линий с ответвлениями напряжением 110 – 220 кВ [1], на которых в качестве основной защиты используется продольная дифференциальная токовая защита (ДЗЛ). Предполагается, что в микропроцессорных терминалах ДЗЛ также имеются функции резервных ступенчатых защит (КСЗ), в том числе и ДЗ.

В каждом из терминалов ДЗЛ (рис. 1) имеется информация о токе через защиту, токе противоположного конца линии, их сумма, а также напряжение на шинах в месте установки защиты ($\dot{I}_1$, $\dot{I}_2$, $(\dot{I}_1+\dot{I}_2)$ и $\dot{U}_ш$).

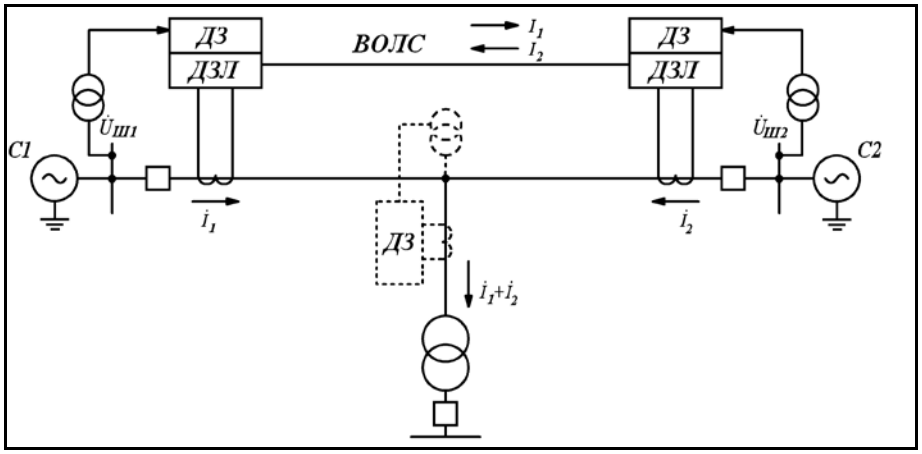


Рис. 1. Схема подключения дополнительных ИО сопротивления ДЗ линии с ответвлением.

Имея такие параметры, предлагается ввести дополнительную резервную ступень, предназначенную для действия только при КЗ за трансформатором ответвления.

Орган сопротивления включается на напряжение на шинах подстанции в месте установки защиты, компенсированное падением напряжения на сопротивлении участка линии до ответвления, и сумму токов питающих концов линии. Для защиты 1 замер сопротивления в этом случае определяется выражением:

$$\underline{Z}_{зам} = \frac{\dot{U}_{ш1} - \dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}, \qquad (1)$$

где $\dot{U}_{ш1}$ – напряжение на шинах подстанции в месте установки защиты, $\underline{Z}_{л1}$ – сопротивление участка линии до ответвления, $\dot{I}_1$ – ток в линии со стороны установки защиты, $\dot{I}_2$ – ток противоположного конца линии.

При выполнения ДЗ автотрансформатора (рис. 2) к дополнительному ИО сопротивления подводится напряжение на шинах в месте установки защиты, компенсированное падением напряжения на сопротивлении обмотки соответствующей стороны автотрансформатора, и сумма токов сторон ВН и СН автотрансформатора. Замер сопротивления ДЗ стороны ВН АТ определяется следующим образом:

$$\underline{Z}_{зам} = \frac{\dot{U}_{BH} - \dot{I}_{BH} \cdot \underline{Z}_{BH}}{\dot{I}_{BH} + \dot{I}_{CH} / K_{T\,BH-CH}}, \qquad (2)$$

где $\dot{U}_{BH}$ – напряжение на шинах ВН АТ, $\underline{Z}_{BH}$ – сопротивление обмотки ВН АТ, $\dot{I}_{BH}$ – ток на стороне ВН АТ, $\dot{I}_{CH}$ – ток на стороне СН АТ, $K_{T\,BH-CH}$ – коэффициент трансформации автотрансформатора.

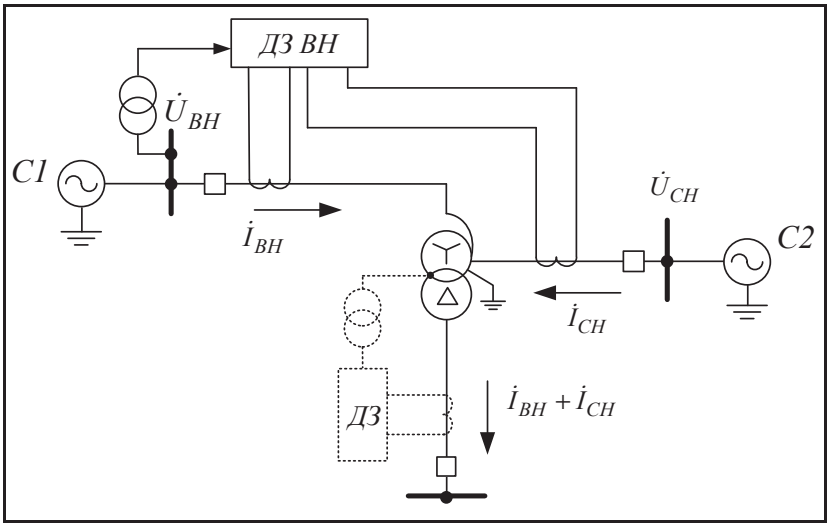


Рис. 2. Схема подключения дополнительного ИО сопротивления ДЗ стороны ВН автотрансформатора.

В качестве подведенных величин, как и в традиционных ИОС, возможно использование междуфазных напряжений и соответствующих им разностей фазных токов.

Для предлагаемого ИОС также возможно включение на фазные величины, что позволит обеспечить эффективное распознавание двухфазных КЗ на стороне НН трансформатора.

При включении дополнительного ИОС на линии с ответвлениями замер сопротивления при КЗ в различных точках сети будет следующим.

При трехфазном КЗ за трансформатором ответвления сопротивление на зажимах защиты $\underline{Z}^{(3)}_{зам}$ будет равно:

$$\underline{Z}^{(3)}_{зам} = \underline{Z}_{отв} + \underline{Z}_{тр} + r_n, \qquad (3)$$

где $\underline{Z}_{отв}$ - сопротивление ответвления; $\underline{Z}_{тр}$ - сопротивление трансформатора ответвления; r_n - переходное сопротивление электрической дуги.

При двухфазном КЗ за трансформатором ответвления (Y/D) и использовании междуфазовых напряжений и разности фазных токов замер осуществляется для двух реле $\underline{Z}^{(2)}_{зам1}$ и $\underline{Z}^{(2)}_{зам2}$ и определяется по выражениям [2]:

$$\underline{Z}^{(2)}_{зам1} = \frac{2}{\sqrt{3}} \underline{Z}^{(3)}_{зам} \cdot e^{-j30^\circ} + \frac{1}{\sqrt{3}} \underline{Z}_{с.экв} \cdot e^{-j90^\circ}, \qquad (4)$$

$$\underline{Z}^{(2)}_{зам2} = \frac{2}{\sqrt{3}} \underline{Z}^{(3)}_{зам} \cdot e^{+j30^\circ} + \frac{1}{\sqrt{3}} \underline{Z}_{с.экв} \cdot e^{+j90^\circ}, \qquad (5)$$

где $\underline{Z}_{с.экв}$ - эквивалентное сопротивление систем.

Значение $\underline{Z}_{с.экв}$ определяется по выражению

$$\underline{Z}_{с.экв} = (\underline{Z}_{с1} + \underline{Z}_{л1}) // (\underline{Z}_{с2} + \underline{Z}_{л2}), \qquad (6)$$

где $\underline{Z}_{с1}$, $\underline{Z}_{с2}$ – сопротивления систем С1 и С2.

При использовании фазных напряжений и токов в случае двухфазных КЗ замер одного из реле будет таким же, как и при трехфазных КЗ:

$$\underline{Z}^{(2)}_{зам} = \underline{Z}_{отв} + \underline{Z}_{тр} + r_n. \qquad (7)$$

При КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора ответвления сопротивление на зажимах защиты $\underline{Z}_{зам}$ будет равно:

$$\underline{Z}_{зам} = \underline{Z}_{отв} + r_n . \quad (8)$$

При металлическом КЗ в месте ответвления замер сопротивления равен нулю.

При металлическом КЗ на линии до ответвления замер сопротивления располагается в третьем квадранте плоскости Z и равен:

$$\underline{Z}_{зам} = (\underline{Z}_{л1_кз} - \underline{Z}_{л1})\frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}, \quad (9)$$

где $\underline{Z}_{л1_кз}$ – сопротивление от места установки защиты до места КЗ.

При КЗ в начале линии замер сопротивления располагается в третьем квадранте плоскости Z и равен:

$$\underline{Z}_{зам} = -\underline{Z}_{л1} \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2} . \quad (10)$$

При КЗ на линии после ответвления замер сопротивления располагается в первом квадранте плоскости Z и равен:

$$\underline{Z}_{зам} = \underline{Z}_{л2_кз} \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}, \quad (11)$$

где $\underline{Z}_{л2_кз}$ – сопротивление от места ответвления до места КЗ.

При КЗ в конце линии замер сопротивления располагается в первом квадранте плоскости Z и равен:

$$\underline{Z}_{зам} = \underline{Z}_{л2} \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2} . \quad (12)$$

При внешнем КЗ «за спиной» замер сопротивления равен:

$$\underline{Z}_{зам} = (\underline{Z}_{c1_кз} - \underline{Z}_{л1}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2} = (\underline{Z}_{c1_кз} - \underline{Z}_{л1}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_{нагр_отв}}, \quad (13)$$

где $\underline{Z}_{c1_кз}$ – сопротивление от места установки защиты до места КЗ в системе С1; $\dot{I}_{нагр_отв}$ – ток нагрузки ответвления.

При внешнем КЗ за защищаемой линией замер сопротивления равен:

$$\underline{Z}_{зам} = (\underline{Z}_{л2} + \underline{Z}_{c2_кз}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2} = (\underline{Z}_{л2} + \underline{Z}_{c2_кз}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_{нагр_отв}}, \quad (14)$$

где $\underline{Z}_{c2_кз}$ - сопротивление от конца линии до места КЗ в системе С2.

Аналогичные выражения будут и в случае использования дополнительного ИОС для защиты автотрансформаторов.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ПРЕДЛАГАЕМЫХ РЕЛЕ НА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ

Для проверки предлагаемого алгоритма работы дополнительного реле сопротивления проведены исследования и сравнительный анализ результатов замеров сопротивления ИО, основанного на предложенном принципе, и ИО традиционного исполнения при КЗ в различных точках сети с учетом влияния различных факторов. Для проведения исследований с использованием программного комплекса Matlab/Simulink были разработаны математические модели рассматриваемого участка сети, а также математические модели предлагаемого и традиционного ИО сопротивления и комплексные математические модели системы «объект-устройство».

Исследования проводились при изменении угла сдвига фаз ЭДС второй системы по отношению к первой в пределах -15° ÷ 15°, изменении отношения модулей ЭДС второй системы к первой в пределах 0,9 ÷1,1, изменении отношения мощностей систем С1 и С2 в пределах 0,25 ÷ 4,0, изменении нагрузки трансформаторов от номинальной до нулевой, переходного сопротивления в месте КЗ на стороне НН в пределах 0 ÷ 0,2 Ома, погрешности ТТ при внешних КЗ до 10%.

Результаты моделирования показали, что традиционные реле сопротивления во многих случаях не могут отличить нагрузочный режим от режима КЗ на стороне НН трансформаторов и автотрансформаторов.

В то же время предлагаемые дополнительные реле однозначно выявляют указанные режимы. Причем при включении реле сопротивления на фазные величины в случае двухфазных и трехфазных КЗ замер сопротивления для одного из реле оказывается одинаковым, что способствует лучшему распознаванию этих режимов.

В качестве примера на рис.3, 4 приведены области замеров сопротивлений для существующих реле и предлагаемых дополнительных реле, включаемых на междуфазные или фазные величины, для трансформатора ответвления мощностью 16 МВА и одинаковых мощностях систем С1 и С2.

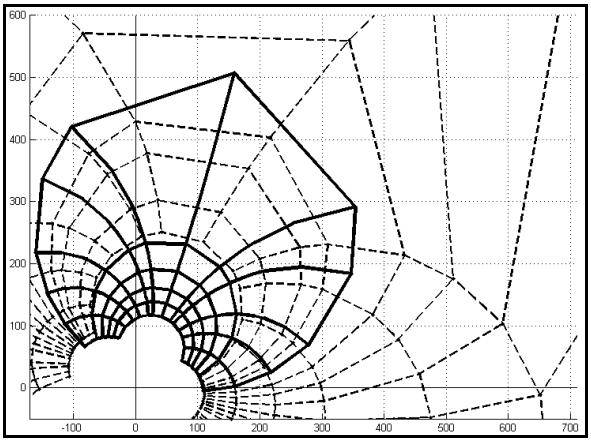


Рис. 3. Замер сопротивления традиционного ИО ДЗ линии при металлическом трехфазном КЗ за трансформатором ответвления (сплошные линии) и в нагрузочном режиме (пунктирные линии).

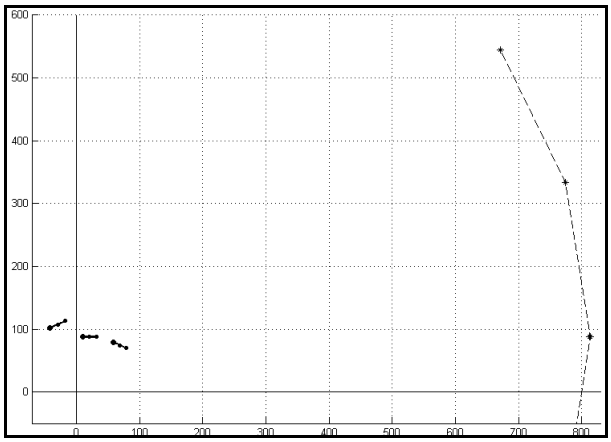


Рис. 4. Замер сопротивления предлагаемого ИО ДЗ линии (с включением на междуфазные и фазные величины) при металлическом трехфазном КЗ за трансформатором ответвления (сплошные линии) и в нагрузочном режиме (пунктирные линии).

Для предлагаемого реле на линии с ответвлением проводилось также моделирование КЗ на линии, питающей трансформатор ответвления, и при КЗ на смежных линиях. Результаты показали, что в нагрузочных режимах и при внешних КЗ в случае отсутствия погрешности ТТ замеры сопротивления оказываются значительно больше замеров при КЗ на стороне НН. А от КЗ на питающей линии можно отстроиться выбором характеристики срабатывания предлагаемого устройства. На рис. 5 в качестве примера приведены замеры сопротивления предлагаемого реле, включенного на междуфазовые величины, для линии с ответвлением.

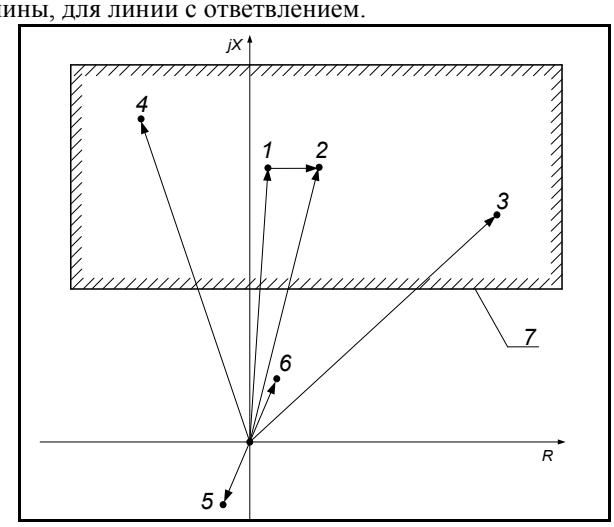


Рис. 5. Замер сопротивления виртуального реле при КЗ в различных точках расчетной схемы: *1* – при металлическом трехфазном КЗ за трансформатором ответвления; *2* – при трехфазном КЗ через переходное сопротивление за трансформатором ответвления; *3* – при двухфазном КЗ через переходное сопротивление за трансформатором ответвления; *4* – при двухфазном КЗ через переходное сопротивление за трансформатором ответвления для другого реле; *5* – при металлическом КЗ в начале линии; *6* – при металлическом КЗ в конце линии; *7* – характеристика срабатывания предлагаемого реле.

Предлагается в качестве характеристики срабатывания использовать прямоугольник, с запасом охватывающий замеры сопротивления при КЗ на стороне НН трансформаторов. Естественно, что сопротивление трансформатора ответвления, должно рассчитываться с учетом РПН.

Еще меньшее отклонение в замере сопротивления при КЗ на стороне НН будет при использовании фазных величин. В этом случае характеристика срабатывания должна с запасом охватывать только точки 1 и 2.

При использование трансформаторов тока, работающих без погрешностей, например цифровых ТТ, нет необходимости в дополнительной отстройке от режимов внешних КЗ, поскольку замер сопротивления в этом режиме для предлагаемых устройств будет равен сопротивлению нагрузки трансформатора ответвления.

Если ТТ имеют погрешность, то замер искажается. Для оценки влияния погрешности ТТ, проведено моделирование функционирования предлагаемых защит при внешних КЗ и погрешности ТТ, достигающей 10%. Замер искажается в большей степени при значительных токах КЗ. При определенных условиях замер сопротивления может оказаться в области срабатывания. При внешних КЗ в конце защищаемой линии, это можно считать допустимым, поскольку защиты согласуются по времени. При внешних КЗ на шинах подстанции в месте установки защиты требуется

дополнительное согласование по времени с резервными защитами «за спиной». Возможно также блокирование защиты при внешних КЗ, используя имеющиеся в защите значения фаз токов по концам линии.

Аналогично было осуществлено математическое моделирование функционирования дистанционных защит автотрансформаторов. Результаты подтвердили эффективность использования предложенных принципов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для действия при КЗ за трансформатором ответвления предлагается выполнить дополнительное реле сопротивления, включаемое на напряжение на шинах, компенсированное падением напряжения от тока на сопротивлении участка линии до ответвления, и сумму токов по концам линии.

Для действия при КЗ на стороне НН автотрансформатора предлагается выполнить дополнительное реле сопротивления, включаемое на напряжение стороны ВН АТ, компенсированное падением напряжения от тока стороны ВН на сопротивлении стороны ВН АТ, и сумму токов сторон ВН И СН, приведенных к стороне ВН.

С целью повышения распознавания режимов двухфазных КЗ на стороне НН дополнительное реле предлагается включать на фазные напряжения и токи.

При КЗ на стороне НН дополнительное реле сопротивления оказывается как бы включенным в сеть с односторонним питанием, где отсутствует загрубляющее защиту влияние подпитки от противоположной системы и перетока мощности по линии или автотрансформатору. Поэтому распознавание этих режимов предлагаемой защиты оказывается значительно выше, чем у существующей защиты.

Для обеспечения несрабатывания в режимах без КЗ для предлагаемого реле сопротивления линии с ответвлением достаточно обеспечить отстройку от сопротивления нагрузки только трансформатора ответвления, а не от перетока мощности по линии. Для дополнительного реле сопротивления автотрансформатора достаточно обеспечить отстройку только от сопротивления нагрузки стороны НН. Это позволяет значительно улучшить отстроенность от нагрузочных режимов.

При использовании традиционных трансформаторов тока в случае внешних КЗ возможно их насыщение, что при определенных условиях может привести к срабатыванию предлагаемых реле сопротивления. Несрабатывание дистанционной защиты можно обеспечить либо путем согласования по времени с резервными защитами смежных элементов либо путем блокировки защиты в этих режимах. Блокировку можно осуществить, используя фазы токов двух сторон защищаемого элемента.

Предложена характеристика срабатывания дополнительного реле сопротивления в виде прямоугольника, расположенного в первом и втором квадрантах плоскости Z.

Предложены методики выбора параметров характеристики срабатывания дополнительного реле сопротивления при включении реле на междуфазовые и фазовые величины.

С использованием программного комплекса Matlab/Simulink разработаны математические модели участков электрической сети с защищаемыми элементами (линия с ответвлениями и автотрансформаторы с двусторонним питанием). Разработаны также модели дополнительных реле, основанные на выделении первой гармоники тока и напряжения, вычислении замера сопротивления по предлагаемым алгоритмам и сравнении его с предложенной характеристикой срабатывания.

Проведенные на математических моделях испытания показали возможность выполнения предложенных измерительных органов сопротивления и эффективность распознавания ими режимов внутренних КЗ, внешних КЗ и режимов без КЗ.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергия, 1976.

[2] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7: Дистанционная защита линий 35-330 кВ. М. – Л.: Энергия, 1966.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОМП ДЛЯ УСКОРЕННОЙ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ НА ЛЭП

Куликов А. Л., Обалин М. Д.Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Нижегородское ПМЭС,
Нижегородский Государственный Технический Университет им. Р. Е. Алексеева

Согласно многолетней статистике линии электропередачи (ЛЭП) являются самыми повреждаемыми элементами сети. Для ликвидации повреждений на ЛЭП и организации аварийно-восстановительных работ (АВР) используется специальное программное обеспечение (ПО). Например, производители программных комплексов определения места повреждения (ОМП) линий электропередач не учитывают важные, с точки зрения практики, особенности. Например, для нужд предприятий электрических сетей, эксплуатирующих как магистральные, так и распределительные ЛЭП, важно точно определить не место повреждения, а требуемую зону обхода линии.

Авторы ставят своей целью провести анализ существующего программного обеспечения, используемого при ликвидации повреждений на ЛЭП, определить требования, предъявляемые к ПО ОМП ЛЭП эксплуатирующими организациями, и дать рекомендации по совершенствованию программных продуктов.

Для организации ликвидации повреждений на ЛЭП существует большое количество различных программно-аппаратных средств. Условно данное программное обеспечение можно разделить на три группы (табл. 1):

1. Специализированное программное обеспечение ОМП ЛЭП;
2. Программное обеспечение регистраторов аварийных событий (РАС), имеющее в своем составе функцию ОМП;
3. Программно-технические комплексы (ПТК) диспетчерских центров (ДЦ ОАО «СО ЕЭС») и центров управления сетями (ЦУС ОАО «Российские сети» и их филиалы).

Специализированное программное обеспечение ОМП ЛЭП, как правило, имеет возможность двухсторонней (более точной) оценки расстояния до места повреждения, а в случае отсутствия осциллограммы с противоположной стороны производит замер по односторонним методам. Программы данной подгруппы располагают широкими возможностями анализа аварийных осциллограмм (спектральный анализ, годограф сопротивления, векторная диаграмма), а некоторые из комплексов производят расчет параметров линий электропередачи, что снижает ошибку ОМП от неточного задания модели ВЛ.

Программное обеспечение РАС использует наиболее простые в реализации односторонние алгоритмы ОМП. Расширенные возможности по обработке и редактированию осциллограмм позволяют пользователю копировать/удалять фрагменты, фильтровать апериодическую составляющую, перемножать каналы и др. К преимуществам использования программного обеспечения РАС при ликвидации повреждений на ЛЭП можно отнести удаленную загрузку данных. Диспетчер предприятия электрических сетей по оперативно-информационному комплексу (ОИК) получает информацию об отключении оборудования, посредством ПО РАС загружает аварийные осциллограммы и производит расчет расстояния до места повреждения. По сравнению с передачей осциллограммы по электронной почте, при этом экономится от 20 до 60 минут от времени ликвидации повреждений.

Диспетчерские службы предприятий электрических сетей имеют возможность достоверизации полученных от РАС данных. Программный комплекс АРМ СРЗА позволяет рассчитать ток короткого замыкания по предполагаемому месту повреждения и сравнить его с данными фиксирующих приборов. Ошибочные показания исключаются из расчета, снижая вероятность возможной ошибки ОМП. Помимо функций достоверизации АРМ имеет собственный модуль двухстороннего ОМП и возможность определения зоны обхода ВЛ.

Программно-технические комплексы диспетчерских центров и центров управления сетями осуществляют прием данных о режиме работы и состоянии сети со средств телемеханики (ССПТИ) и АСУТП энергообъектов. Основным преимуществом ПТК ДЦ и ЦУС является наличие мнемосхемы сети и архива событий. Путем «опроса» устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) ПТК выдает хронологию событий и данные об отключении (вид КЗ, расстояние до места КЗ, длительность КЗ, работа защит, параметры аварийного режима (ПАР)). Большинство ПТК имеют возможность расчета послеаварийного режима и проверки его допустимости, что немаловажно для поддержания надежности схемы сети.

Табл. 1. Обзор программного обеспечения для ликвидации повреждений на ЛЭП

№ п/п	Название программного обеспечения	Фирма - производитель	Двух-стороннее ОМП	Одно-стороннее ОМП	Определе-ление зоны обхода ЛЭП	Учет переход-ного сопротив-ления	Много-оконный интерфейс	Обработ-ка/измен-ение осциллог-рамм	Ветор-ная диаграм-ма	Спектр-альный анализ	Рассчет параме-тров ВЛ	Передача осц. на верхний уровень	Наличие мнемо-схемы сети
ПО ОМП													
1.	WinBres	НПП Бреслер	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-
2.	АРМ СРЗА	ПК Бриз	+	+	+	+	-	-	-	-	+	-	-
3.	FastView	НТЦ Механо-троника	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-
4.	ОМП Бреслер	ИЦ Бреслер	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-
5.	DiSAn /Locator	ИЦ Бреслер	-	+	-	+	+	-	+	+	-	-	-
ПО РАС													
6.	Transcop	ПАРМА	-	+	-	-	+	+	+	-	-	+	-
7.	АУРА	Свей	-	+	-	-	+	+	+	-	-	+	-
8.	Sign W	ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ	-	+	-	-	+	+	+	-	-	+	-
9.	РЕКОН	РЕКОН	-	+	-	-	-	+	+	+	-	+	-
10.	Черный ящик	ГОСАН	+	+	-	-	-	+	-	-	-	+	-
11.	ПО Старт (ИМФ-3Р)	Радиус Автоматика	-	+	-	-	-	-	+	-	-	+	-
ПТК ДЦ, ЦУС													
12.	ПТК Smart	РТСофт	-	+	-	-	+	-	-	-	-	+	+
13.	СК-2007С	Монитор Электрик	-	+	-	-	+	-	-	-	-	+	+
14.	PowerOn/ ENMAC	General Electric	-	+	-	-	+	-	-	-	-	+	+
15.	Spectrum Power 4/ENEAS	Siemens	-	+	-	-	+	-	-	-	-	+	+

У каждого из приведенных в табл. 1 программно-аппаратных комплексов есть свои достоинства и недостатки. Например, специализированное ПО ОМП производит расчет расстояния до места повреждения по более точным алгоритмы, ПО РАС имеет возможность удаленной загрузки аварийных осциллограмм, а ПТК ДЦ, ЦУС использует в качестве средства отображения информации мнемосхему. Функционируют программные средства независимо, не взаимодействуя друг с другом, что затрудняет и затягивает ход производства АВР. Как было сказано выше производители программных комплексов для ликвидации повреждений на ЛЭП не учитывают важные, с точки зрения практики, особенности.

Для организации послеаварийного осмотра ВЛ необходимо определить ближайшую к месту повреждения линейную бригаду, связаться с производителем работ (допускающим, ответственным руководителем) и сообщить им информацию о повреждении (вид КЗ, расчетная точка КЗ и зона обхода, успешно/неуспешно АПВ). При сложных повреждениях (например, падение/повреждение опор), необходимы данные аварийного резерва предприятия с точками размещения замены поврежденного оборудования. При повреждениях на труднодоступных участках местности (болота, реки, озера, горная местность), необходимо скоординировать движение нескольких ремонтных бригад, а без топографической карты местности поиск может оказаться затруднительным.

Необходимой бывает информация о смежных сетевых организациях (аварийный резерв, расположение линейных бригад, оснащение техникой). При повреждении магистральной ВЛ 220 кВ и занятости ближайших линейных бригад, эффективным может быть привлечение персонала распределительных сетей. Наличие специальной техники (автокраны, телескопические вышки, снегоходы) так же играет немаловажную роль. Каким образом зимой произвести осмотр ВЛ длиной 30 км по заснеженной местности без специальной техники, или доставить и заменить опору без автокрана?!

Ни один из имеющихся программных комплексов не учитывает практические аспекты ликвидации повреждения на ЛЭП. Анализ и организация всех этих, казалось бы «мелочей», занимают гораздо больше времени, чем расчет места повреждения и определение зоны обхода. Сам ход аварийно-восстановительных работ можно условно разделить на две составляющие:

- определение предполагаемого места повреждения и зоны обхода;
- рациональную организацию процесса отыскания повреждения и его устранения линейной-ремонтной бригадой.

Для соответствия программного обеспечения ОМП ЛЭП требованиям «практики» авторы предлагают доработку имеющегося ПО или разработку нового перспективного программного обеспечения. К задачам, решаемым перспективным программных обеспечением, относятся:

1. сокращение времени аварийно-восстановительных работ;
2. повышение информационной оснащенности персонала электрических сетей, задействованного в ликвидации аварий;
3. обеспечения персонала технологической информацией для анализа, оптимизации и планирования работы ремонтно-восстановительных бригад;
4. прозрачность хода аварийно-восстановительных работ и возможность контроля действий подчиненного персонала;
5. использование высокоточных алгоритмов ОМП ЛЭП.

Для выполнения поставленных задач, к программному обеспечению ОМП ЛЭП предъявляются следующие требования:

- расчет расстояния до места повреждения на основе высокоточных алгоритмов ОМП ЛЭП с возможностью адаптации к изменяющимся параметрам линии;
- формирование требуемой для обхода зоны ЛЭП и отображение ее на карте с учетом ситуационного расположения ремонтных бригад;
- обучение систем ОМП ЛЭП под каждую конкретную линию с учетом особенностей ее функционирования;
- использование геоинформационной системы (ГИС) с отображением топологии расположения оборудования подстанций (ПС) и ЛЭП;
- наличие GPS/ГЛОНАСС трекинга работающих на ВЛ и ПС бригад;
- возможность удаленного доступа и организации автоматизированного сбора аварийной информации (осциллограммы, данные фиксирующих приборов, сигналы работы РЗА) в ДЦ, ЦУС, САЦ;
- наличие инструментов по анализу и редактированию осциллограмм (векторная диаграмма, спектральный анализ, годограф сопротивления, копирование/удаление фрагментов осциллограммы, фильтрация апериодической составляющей, арифметические операции, булева алгебра с дискретными сигналами и др.)
- совместимость и взаимодействие с другим программным обеспечением (ОИК, ПО РАС, MS Word, MS Excel и др.);
- возможность внедрения в АСУ ТП подстанции, ДЦ, ЦУС;

- интеграция с внешними системам в части импорта и экспорта необходимых технологических данных и поддержка протоколов IEC 61850, IEC 60870, IEC 61970 (HSDA, TSDA), OPC, FTP;
- организация защиты используемой информации от несанкционированного доступа;
- интуитивно понятный интерфейс программного обеспечения;
- минимизация пользовательских операций при расчетах, для разгрузки оперативного персонала;
- возможность доступа к информации с мобильных устройств (телефон, планшет), через защищенные каналы связи.

Программный комплекс должен обеспечивать возможности контроля за деятельностью подчиненного персонала со стороны руководства. Весь ход аварийно-восстановительных работ должен отображаться на мнемосхеме с возможностью анализа ретроспективной и текущей информации. Отдельно стоит отметить возможности мобильного (телефон, планшет) доступа к программному обеспечению через защищенные каналы связи. Руководитель может в любом месте и любое время определить состояние дел в своем предприятии.

Для сокращения времени «ручной» обработки информации (загрузка аварийных осциллограмм, перекодировка их в Comtrade, расчёт места повреждения, определение зоны обхода, sms – рассылка данных об отключении, составление оперативной сводки) число пользовательских операций должно быть сведено к минимуму. Вся необходимая информация должна быть «под рукой». Для наглядного представления данных предлагается использование ГИС систем, с отображением на картографической основе следующей информации:

- места расположения линейных бригад и зоны их обслуживания, наличие специальной техники;
- места расположения аварийного резерва предприятия;
- зоны ответственности соседних предприятий, а также информация об их аварийном резерве и расположении линейных бригад;
- карты оперативного реагирования;
- места заезда на линию;
- особенности поврежденного участка ЛЭП (водные преграды, рельеф местности, пересечения (сближения) с другими ЛЭП и др.);
- движение линейных бригад к месту повреждения (с контролем по GPS);
- место повреждения и расчетная зона обхода линии;
- параметры опор, фазных проводов, грозотросов, тип изоляции ЛЭП;
- данные для связи с ответственными лицами и допущенными бригадами;
- листы обхода ЛЭП, фото и видеоматериалы расчистки и расширения трассы ЛЭП.

В соответствии с указанными выше требованиями к программному обеспечению, используемому при ликвидации повреждений на ЛЭП, группой авторов разрабатывается программный комплекс ПК ОМП.

Программный комплекс организован по клиент-серверной технологии, использует реляционную базу данных типа MS-SQL. ПК ОМП использует в своем составе компоненты ГИС и навигационных систем типа GPS (ГЛОНАСС). Архитектура разрабатываемого ПК представлена на рис. 1.

Требования к клиентской и серверной части минимальны и позволяют устанавливать ПО на существующей базе персональных компьютеров. Архитектура и WEB приложения системы позволяют руководству дистанционно по существующим каналам ЦУС обращаться с помощью мобильных приложений к компонентам программного комплекса и удаленно следить за динамикой аварийно-восстановительных работ.

ПК ОМП работает как автономная система, автоматически (или по запросу пользователя) отображающая актуальную информацию состояния сети. Комплекс ведет подробный журнал событий о неисправностях как в работе ПО, так и сторонних технических средств.

Информация с подстанций и от ремонтных бригад посредством GPS автоматически поступает на сервер, установленный в здании предприятия электрических сетей. Данная информация отображается на мониторе у руководителя предприятия, главного инженера, диспетчера и при необходимости может быть актуализирована (автоматически или по запросу пользователя). Диспетчер имеет выход на регистраторы аварийных событий для анализа работы РЗА и расчета ОМП.

В качестве протоколов для обмена данными клиент-сервер используется SSL-шифрование, для доступа к серверным данным - SOAP. Для диспетчеров также доступна desktop-версия программного комплекса. В качестве технологии и базового средства разработки используется .NET.

На рис. 2, 3, 4 представлены экранные формы разрабатываемого ПК ОМП. В нормальном режиме комплекс отображает карту-схему предприятия электрических сетей, границы раздела между смежными предприятиями (рис. 2). При выборе линии ПК предоставляет всю необходимую техническую информацию (паспорт линии, поопорная схема, пересечения с другими ВЛ, ж/д и автодорогами, и др.). По запросу

пользователь может получить данные об аварийном резерве предприятий, а так же о местах складирования оборудования.

При ликвидации повреждений (рис.3) ПК ОМП позволяет координировать движение линейных-ремонтных бригад (за счет GPS/ГЛОНАСС трекинга). Для расчета расстояния до места повреждения используются высокоточные адаптивные алгоритмы ОМП [1,2] (табл. 2). Зона обхода формируется с учетом особенностей функционирования линии на данном участке, а, благодаря наличию математической модели ВЛ и компенсации погрешности работы алгоритмов ОМП, может быть существенно сокращена.

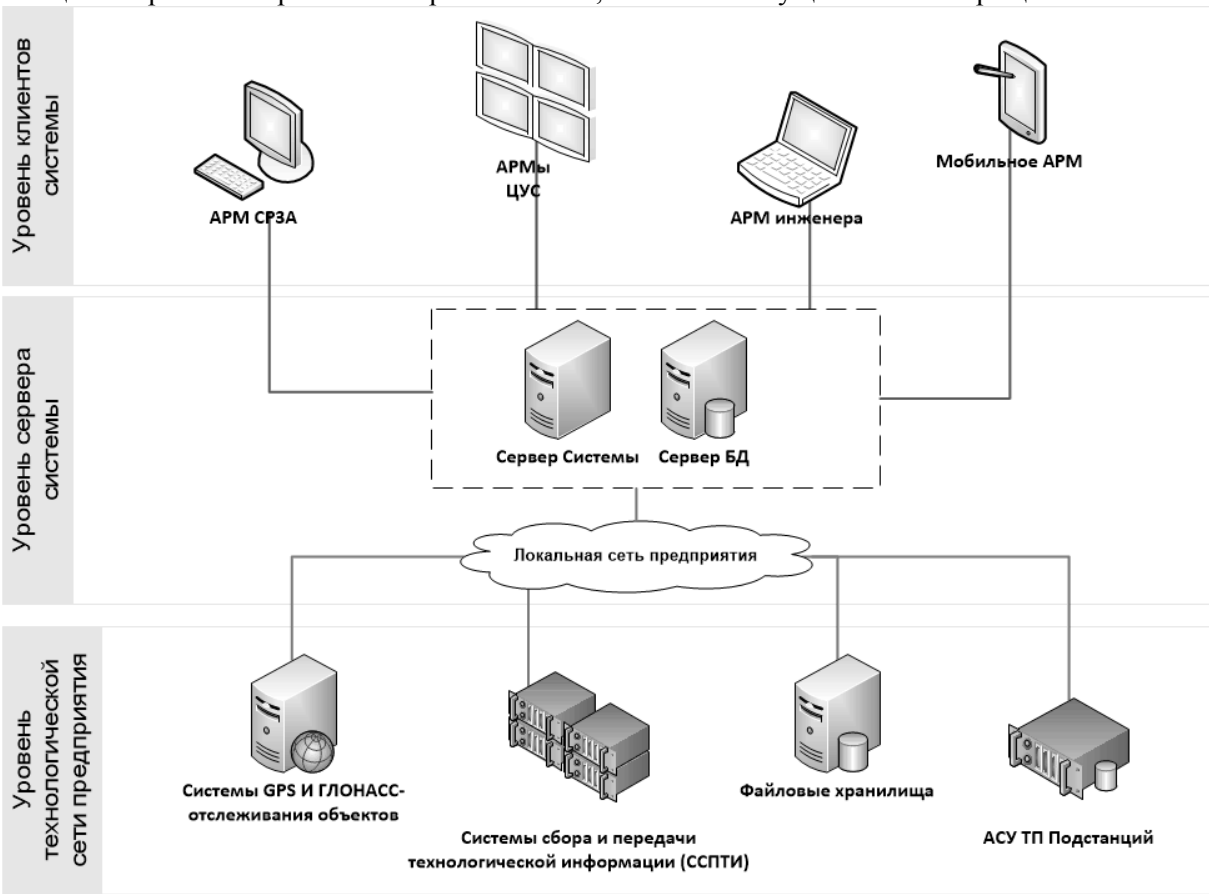


Рис. 1. Архитектура разрабатываемого ПК ОМП ЛЭП.

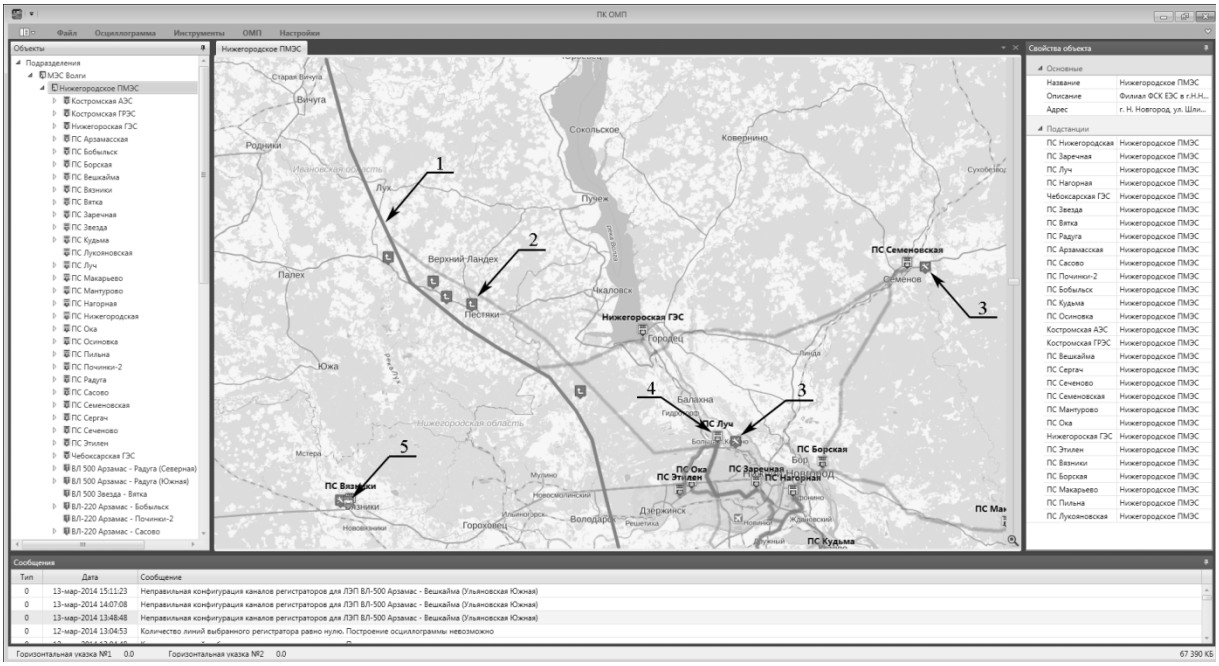


Рис. 2. Геоинформационная система ПК ОМП с отображением топологии расположения оборудования ПС и ЛЭП филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Нижегородского ПМЭС. На рис. 2.: 1 - граница раздела зон эксплуатации между предприятиями МЭС Центра и МЭС Волги, 2 - место заезда на ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС-Луч, 3 –

расположение баз линейного-ремонтного персонала, 4 - место расположения аварийного резерва предприятия, 5 - место расположения базы ремонтного персонала соседнего предприятия (Волго-Окское ПМЭС).

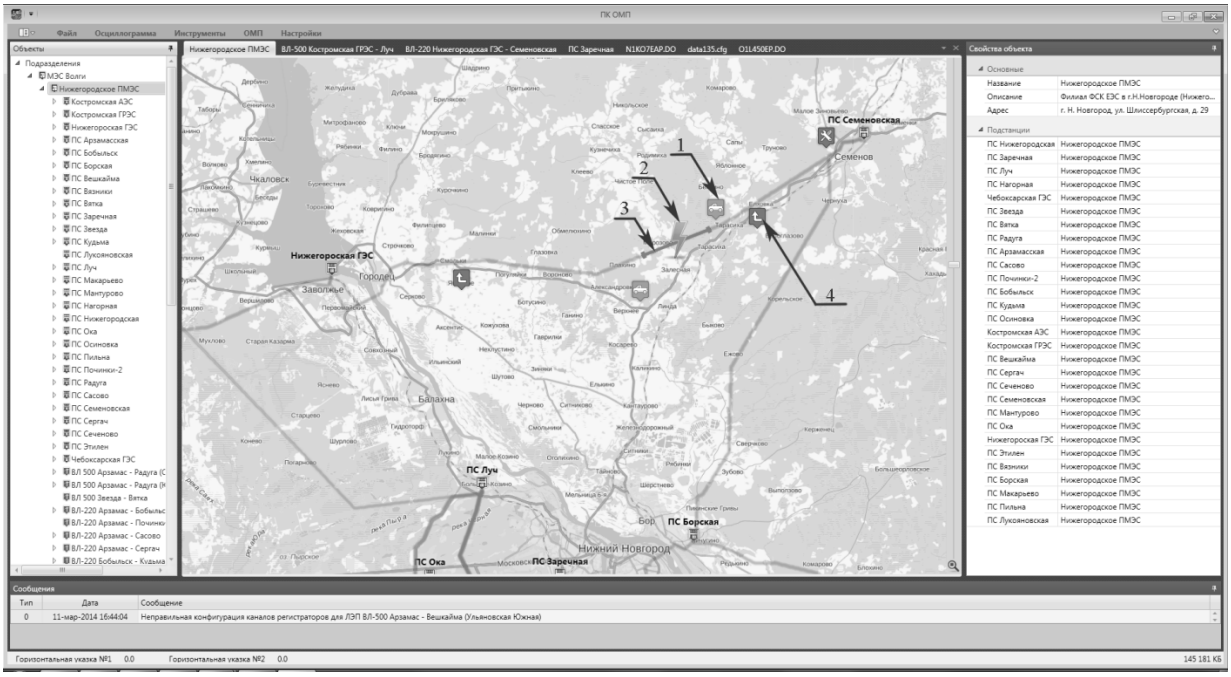


Рис. 3. Ликвидация повреждения на ВЛ 220 кВ Нижегородская ГЭС – Семеновская. На рис.3.: 1 – движение линейной ремонтной бригады к месту предполагаемого повреждения (с контролем по GPS), 2 – предполагаемое место повреждения, 3 – требуемая для обхода зона ЛЭП, 4 – ближайшая к месту повреждения точка захода на ВЛ.

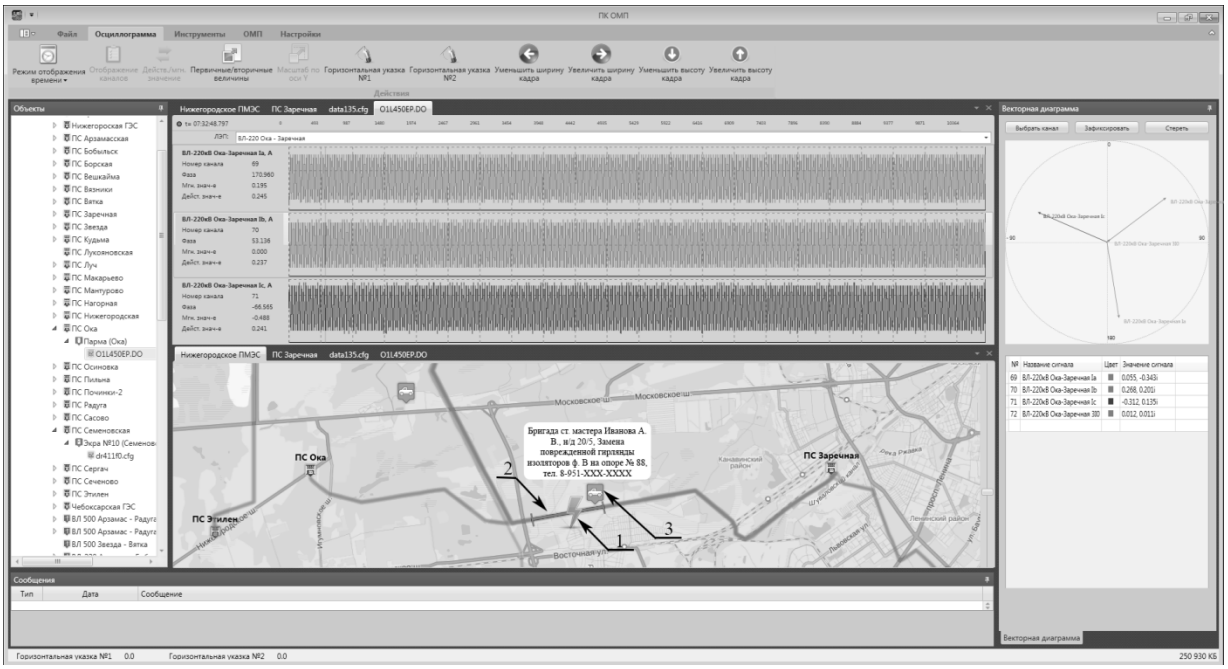


Рис. 4. Ликвидация повреждения на ВЛ 220 кВ Ока – Заречная. На рис.4.: 1 – место повреждения ВЛ, 2 – пройденная зона обхода ЛЭП, 3 – допущенная к производству работ бригада линейного-ремонтного персонала.

В качестве дополнительной важной функции стоит отметить возможности учета допущенных к работам на ЛЭП ремонтных бригад (рис. 4).

Таким образом ПК ОМП является программой, позволяющей организовывать АВР на ЛЭП с момента возникновения повреждения, до ввода оборудования в работу. Комплекс соединяет в себе возможности специального ПО ОМП, ПО РАС и ПТК ЦУС и является перспективным программным продуктом. Для его реализации не требуется специализированная коммуникационная инфраструктура и закупка дополнительных вычислительных средств.

Табл. 2. Иллюстрация работы алгоритмов ОМП программного комплекса ПК ОМП

Дата	Наименование ВЛ	Длина ВЛ, км	Расчетное место повреждения, км				Фактич. место повреж-дения, км
			ИМФ-3Р	АРМ СРЗА	ПК WinBres	Алгоритм ПК ОМП	
23.08.11	ВЛ 500 кВ Луч – Нижегородская	46,51	11,09	11,2	10,919	10,85	10,5
08.03.11	ВЛ 500 кВ Арзамасская – Радуга Южная	241,19	27,1	22,1	24,738	25,12	25,77
03.05.12	ВЛ 220 Семенов-Рыжково-Мантурово	183,04	85,8	87,93	93,793	89,13	89,8
04.07.12	ВЛ 220 Бобыльская-Кудьма	106	33,75	34,64	29,735	30,71	27,7
04.07.12	ВЛ 220 Нижегородская ГЭС - Семенов	81,5	18,1	23,25	19,679	19,4	17,0
13.03.13	ВЛ 220 Семенов-Рыжково-Мантурово	183,04	62,2	58,4	61,4	57,4	57,2
03.04.13	ВЛ 220 Ока-Заречная	20,1	20,1	17,09	17,8	18,3	18,9

Выводы

1. Существующее программное обеспечение, используемое при ликвидации повреждений на ЛЭП, не отвечает нуждам эксплуатации и требует доработки.
2. В докладе приведены требования, предъявляемые к ПО ОМП ЛЭП эксплуатирующими организациями, и даны рекомендации по совершенствованию программных продуктов.
3. Примером создания перспективного программного обеспечения ОМП может стать, разрабатываемый авторами, программный комплекс ПК ОМП.

Список литературы

[1] Куликов А. Л., Обалин М. Д., Колобанов П.А., Анализ и повышение точности при определении места повреждения линий электропередачи // Известия вузов. Электромеханика. – 2013 г. - №5. С 57-62.
[2] Куликов А. Л., Обалин М. Д., Применение адаптивных процедур в алгоритмах определения места повреждения ЛЭП // Промышленная энергетика. – 2013 г. - №12. С 35-39.

Сведения об авторах

Куликов Александр Леонидович – доктор технических наук, профессор кафедры «Электроэнергетика и электроснабжение» Нижегородского государственного технического университета им. Р. Е. Алексеева, директор филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Нижегородское предприятие магистральных электрических сетей. Автор ряда монографий, учебных пособий, изобретений и статей в области цифровой релейной защиты, а так же организации взаимоотношений на оптовом и региональном рынке электроэнергии.

Обалин Михаил Дмитриевич – аспирант Нижегородского государственного технического университета им. Р. Е. Алексеева, диспетчер Центра управления сетями (ЦУС) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Нижегородское предприятие магистральных электрических сетей.

ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ФАЗОПОВОРОТНОГО УСТРОЙСТВА 220 КВ С ТИРИСТОРНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ.

Лачугин В.Ф., Ахметов И.М., Шевелев А.В.ОАО «ЭНИН», ООО «ИЦ «Бреслер»

ВВЕДЕНИЕ

С ростом потребности в электроэнергии и развитием электроэнергетических систем по всему миру все большее распространение получили фазоповоротные устройства (ФПУ), предназначенные для регулирования перетоков мощности линий электропередачи (ЛЭП) разных классов напряжения. Данные устройства осуществляют сдвиг угла передачи ЛЭП путем введения в линию регулируемой последовательно включенной дополнительной ЭДС. Существует несколько вариантов реализации ФПУ [1], однако наибольшее распространение получила схема, состоящая из сериесного (Т1) и шунтового (Т2) трансформаторов, в котором регулирование ЭДС в линии осуществляется путем изменения коэффициента трансформации шунтового трансформатора. При этом регулирующее устройство выполнено в виде механического устройства регулирования под нагрузкой в обмотке НН шунтирующего трансформатора (рис. 1). Согласно рекомендациям [1,2] в качестве основных защит от внутренних повреждений ФПУ (помимо газовой защиты обоих трансформаторов) используются дифференциальные токовые защиты 87P и 87S. Реагируя практически на все виды КЗ, эти защиты обладают существенным недостатком – нечувствительностью к внутренним витковым замыканиям по принцип своего действия.

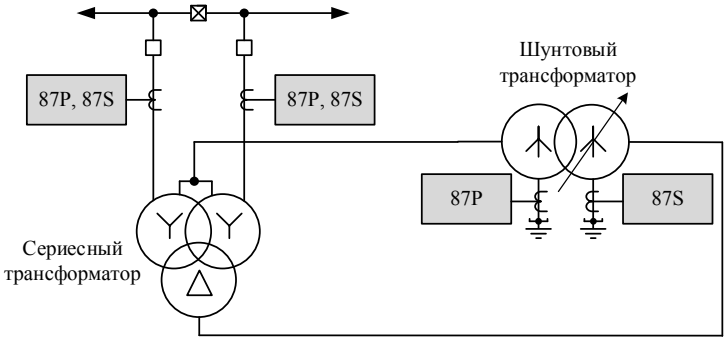


Рис. 1. Схема ФПУ с механическим регулятором

В ОАО «ЭНИН» по заданию ОАО «ФСК ЕЭС» разрабатывается первое в мире ФПУ с тиристорным переключателем коэффициента трансформации шунтового трансформатора (рис. 2). При этом используется шунтовый трансформатор с несколькими обмотками НН, подключенными к высоковольтному тиристорному преобразователю UT (ВТП). Данная конструкция обеспечивает возможность устранения вышеупомянутого недостатка путем реализации дифференциальной токовой защиты, чувствительной к внутренним замыканиям в шунтовом трансформаторе и, кроме того, реагирующей на повреждения в ВТП.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ

В процессе разработки и проверки комплекса РЗА ФПУ было проведено моделирование различных режимов работы электрической сети, связанных с внутренними и внешними КЗ, бросками намагничивающего тока, что требуется для анализа эффективности функционирования защиты.

Для исследования режимов КЗ была разработана упрощенная модель ФПУ, состоящая из моделей сериесного и шунтового трансформаторов. Наряду с моделированием внешних КЗ, моделировались также внутренние КЗ - в 29 точках, включая КЗ на выводах трансформаторов, между элементами его схемы соединений и в обмотках. Рассматривались режимы работы ФПУ с нулевой ступенью регулирования, в крайних положениях регулирования (ступени +15 и –15), в положениях +1 и –1 ступени, а также в режиме холостого хода сериесного трансформатора. Моделировались все вероятные для данных точек и режимов виды КЗ. Отдельно моделировались режимы повреждения тиристоров ВТП.

Для исследования режимов ФПУ, возникающих в процессе последовательного включения трансформаторов ФПУ на холостой ход и под нагрузку, при возникновении близких внешних КЗ и при опробовании ФПУ с внутренним КЗ использовались нелинейные модели сериесного и шунтового трансформаторов.

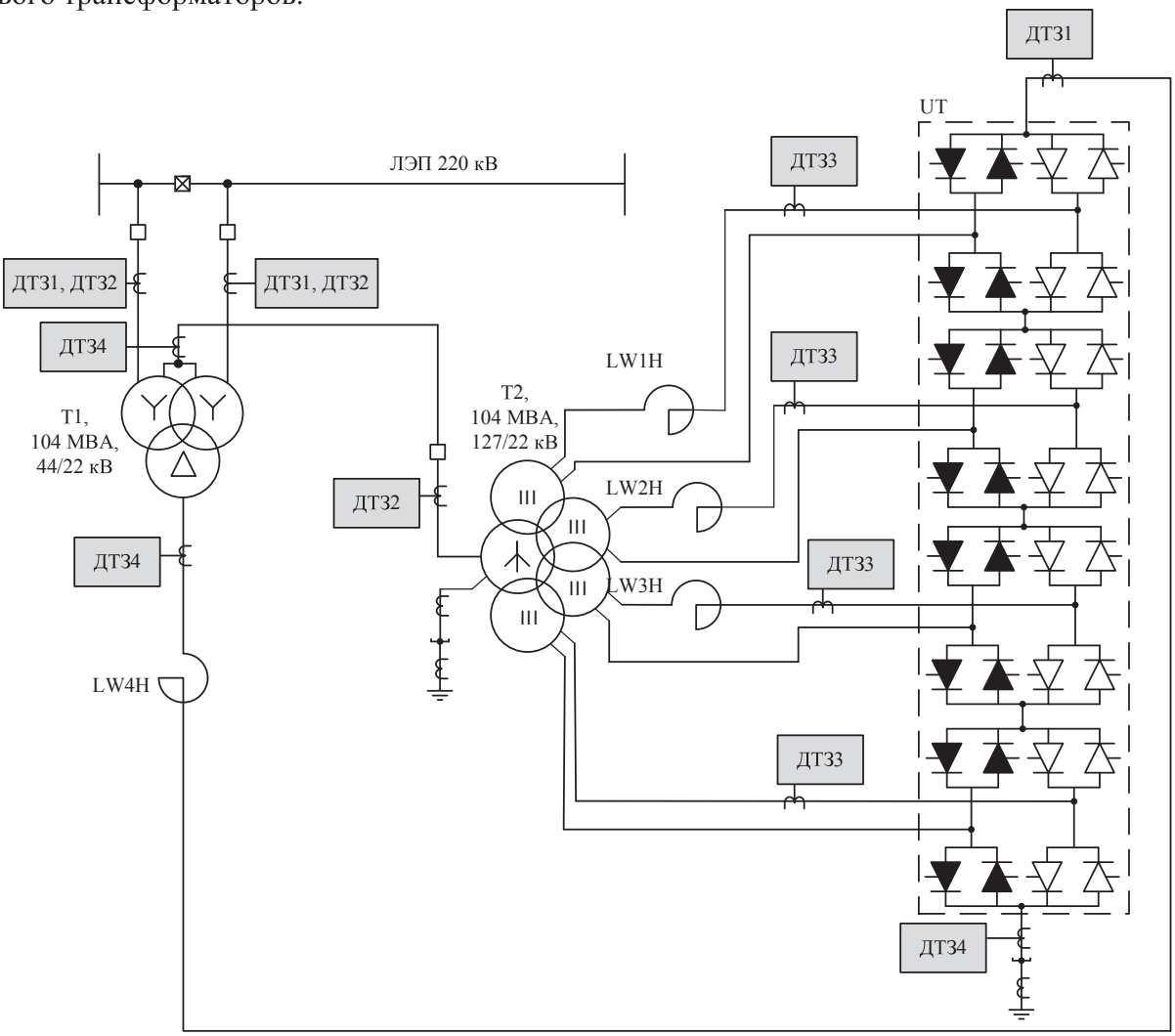


Рис. 2. Схема ФПУ с тиристорным управлением.

ВЫПОЛНЕНИЕ ОСНОВНЫХ ЗАЩИТ

Был разработан комплекс РЗА, обеспечивающий чувствительность ко всем рассмотренным видам внутренних замыканий в ФПУ и устойчивый к несрабатыванию при внешних КЗ и в режимах без КЗ. Комплекс РЗА, включающий защиты сериесного и шунтового трансформаторов и тиристорого преобразователя, охватывает

- Защиты сериесного трансформатора:
  - дифференциальная токовая защита обмотки ВН (ДТЗ1);
  - дифференциальная токовая защита трансформатора (ДТЗ2);
  - газовая и технологические защиты;
  - максимальные токовые защиты обмоток;
  - защита от перегрузки и др.
- Защиты шунтового трансформатора:
  - дифференциальная токовая защита трансформатора (ДТЗ3);
  - газовая и технологические защиты;
  - токовые защиты нулевой последовательности сторон ВН и НН;
  - максимальные токовые защиты обмоток;
  - защита от перегрузки и др.

- Защиты тиристорного преобразователя:
  - дифференциальная токовая защита ВТП (ДТЗ4);
  - дифференциальные токовые отсечки обмоток НН1, НН2, НН3 и НН4.

Следует отметить, что здесь не рассматриваются технологические защиты тиристоров ВТП, которые реализуются в составе системы управления ФПУ.

Ниже рассматриваются особенности выполнения дифференциальных защит, являющихся основными защитами от всех видов КЗ в сочетании с газовой защитой. Все дифференциальные токовые защиты подключаются к трансформаторам тока, собранным в группу «звезда» с нулевым проводом. Подключение защит к токовым цепям показано на рис. 2. Отстройка от токов небаланса, вызванных погрешностью трансформации токов трансформаторами тока при внешних КЗ, осуществляется с помощью тормозной характеристики срабатывания (рис. 3). В качестве тормозного тока используется максимальный по модулю ток из плеч. В дополнение к органу с тормозной характеристикой предусмотрена дифференциальная токовая отсечка для ускорения отключения внутренних КЗ с большим током.

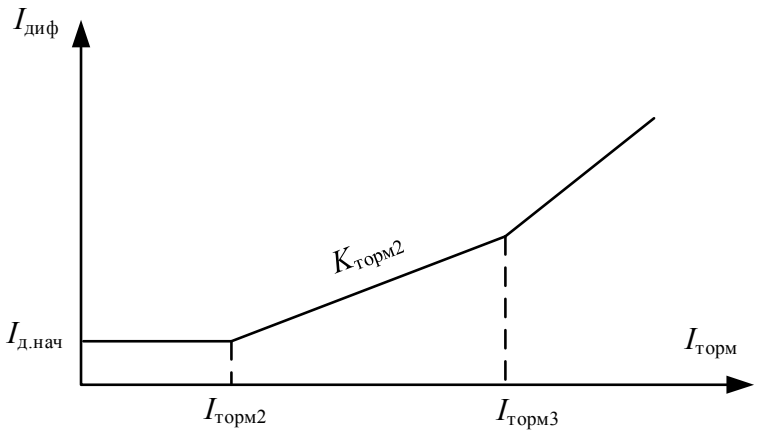


Рис. 3. Тормозная характеристика срабатывания ДТЗ.

ДТЗ1 сериесного трансформатора реагирует на сумму первичных ампер-витков обмоток ВН1, ВН2 и НН сериесного трансформатора. ДТЗ1 аналогична защите 87S, используемой для ФПУ с механическим коммутатором. ДТЗ1 имеет компенсацию девятой группы соединения обмоток сериесного трансформатора и цифровое выравнивание токов плеч. Защита обеспечивает селективное отключение при КЗ на выводах ВН, исключая выводы средней точки, и на выводах НН, а также при внутренних витковых замыканиях в обмотках. Для защиты требуется отстройка от режимов броска тока намагничивания, возникающего при включении ФПУ на холостой ход, которая выполняется с помощью блокировки по второй гармонике и форме тока. Также возможно возникновение нелинейных токов небаланса в дифференциальной цепи при близких внешних КЗ со стороны слабого источника вследствие резкого увеличения падения напряжения на сериесном трансформаторе. Отстройка от данного режима осуществляется с помощью блокировок по второй гармонике и форме тока, а также с помощью торможения вследствие высокого уровня тормозного тока при внешнем КЗ.

ДТЗ2 сериесного трансформатора реагирует на сумму первичных токов трех выводов обмотки ВН сериесного трансформатора. ДТЗ2 аналогична защите 87P, используемой для ФПУ с механическим коммутатором. Защита обеспечивает селективное отключение при всех видах КЗ на выводах и в обмотках ВН, исключая витковые. Для защиты не требуется выполнять компенсацию группы соединения, поэтому она позволяет легко определить поврежденную фазу обмотки ВН.

ДТЗ3 шунтового трансформатора реагирует на сумму первичных ампер-витков обмотки ВН и четырех обмоток НН1…НН4. Защита обеспечивает селективное отключение при различных видах КЗ на выводах и в обмотках, в том числе витковых. Компенсация группы не требуется. С помощью блокировки по второй гармонике и форме тока выполнена отстройка защиты от режимов броска тока намагничивания при включении ФПУ на холостой ход. Наличие ДТЗ3 позволяет выполнить быстродействующую защиту от витковых КЗ в обмотках шунтового трансформатора по току. Также

это позволяет оперативному персоналу идентифицировать поврежденный объект (шунтовой трансформатор) с точностью до фазы для последующего поиска места повреждения.

ДТЗ4 тиристорного преобразователя реагирует на сумму первичных токов на выводах и в нейтрали ВТП и обеспечивает селективное отключение при всех видах КЗ в ВТП. Защита позволяет идентифицировать поврежденный объект с точностью до фазы.

Использование ВТП в качестве коммутатора коэффициента трансформации обусловило необходимость защиты от видов повреждений, связанных с неисправностями тиристоров. В составе комплекса РЗА предусматривается набор дифференциальных токовых отсечек (ДТО) обмоток НН1…НН4 шунтового трансформатора. Защиты реагируют на дифференциальный ток, получаемый как разность модулей фазного тока в обмотке шунтового трансформатора и фазного тока в нейтрали ВТП. ДТО НН1…НН4 предназначены для защиты ВТП от режима непереключения тиристоров с образованием короткозамкнутого контура, включающего обмотку трансформатора. При этом в контуре протекают значительные токи, что является длительно недопустимым режимом. Отключение осуществляется с выдержкой времени не более 100 мс, предусмотренной для отстройки от переходного процесса, возникающего при переключениях тиристоров.

Следует отметить, что изначально вместо ДТО НН1…НН4 предполагалось использование максимальных токовых защит в обмотках. Однако исследования показали, что не удается обеспечить чувствительность МТЗ к рассмотренным режимам повреждения тиристоров с образованием короткозамкнутого контура вследствие необходимости отстройки параметров срабатывания МТЗ от токов, возникающих при внешних КЗ на стороне ВН и имеющих практически одинаковый уровень в рассматриваемых режимах.

В процессе исследования работы дифференциальных защит ФПУ при разных видах КЗ было выявлено, что в режиме нулевой ступени регулирования ФПУ, когда вентильная обмотка (обмотка НН) сериесного трансформатора замкнута накоротко с помощью тиристоров, а шунтовой трансформатор находится в режиме холостого хода, дифференциальные защиты имеют недостаточную чувствительность к КЗ в цепи вентильной обмотки (обмотки НН) сериесного трансформатора на участке от обмотки до тиристорного преобразователя и к витковым замыканиям в сетевой обмотке (ВН) и вентильной обмотке (НН) сериесного трансформатора. Однако вследствие минимального уровня падения напряжения возникновение и существование КЗ в данной цепи является маловероятным и не сопровождается значительным уровнем тока в месте КЗ. Аналогичная ситуация наблюдается для ступени –1, для всех остальных ступеней чувствительность комплекса дифференциальных защит обеспечивается.

Исследование работы защит в режимах, возникающих в процессе последовательного включения трансформаторов ФПУ на холостой ход и под нагрузку, при возникновении близких внешних КЗ и при опробовании ФПУ с внутренним КЗ, показало, что при включении ФПУ в режиме холостого хода или нулевой ступени регулирования возникают броски намагничивающего тока в сериесном и шунтовом трансформаторе. При этом дифференциальные защиты надежно отстроены по принципу действия от таких режимов.

Подтверждена также надежная работы защит ФПУ, проектируемого ОАО «ЭНИН», в случае бросков намагничивающего тока при близких внешних КЗ, которые проявляются при нахождении ФПУ в ненулевой ступени регулирования. При этом учтено, что магнитная система сериесного трансформатора данного ФПУ рассчитана на номинальное напряжение сети на сетевой обмотке, согласно данным завода-изготовителя. Однако, согласно [1], выпускаемые за рубежом ФПУ могут быть рассчитаны на 40-50% номинального напряжения сети на сетевой обмотке. При этом уровень бросков тока намагничивания сериесного трансформатора при близком внешнем КЗ значительно увеличивается вследствие приложения к сериесной обмотке напряжения, близкого к номинальному. Для сохранения устойчивости работы ДТЗ1 в этом случае рекомендуется использовать минимальное значение уставки блокировки по второй гармонике. Также рекомендуется подтверждать надежность работы защиты путем моделирования ФПУ с соответствующими параметрами нелинейной магнитной цепи.

Анализ работы защит при опробовании ФПУ при наличии внутреннего КЗ позволил сделать вывод, что для надежного отключения всех видов КЗ при опробовании рекомендуется включать под напряжение ФПУ в нулевой ступени регулирования. При опробовании же ФПУ в режиме холостого хода ВТП при КЗ на выводах сериесного трансформатора возникают нелинейные сигналы, при которых действие ДТЗ1 существенно замедляется вследствие работы блокировок по второй гармонике и форме тока. Поэтому данный вариант постановки ФПУ под напряжение не рекомендуется.

Таким образом, рассмотренный комплекс основных защит ФПУ, включающих четыре дифференциальные зоны и четыре ДТО обмоток НН, позволяет обеспечить надежность и селективность защит при всех видах внутренних и внешних замыканий, что подтверждено значительным объемом моделирования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] IEEE Special Publication, “Protection of Phase Angle Regulating Transformers (PAR)”, 1999.
[2] M.A. Ibrahim, F.P. Stacom. “Phase Angle Regulating Transformer Protection”. IEEE Transaction on Power Delivery, Vol 9, No 1, January 1994.

ВОПРОСЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ IP СЕТЕЙ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ КАНАЛОВ РЗА

Харламов В.А., Хасанов А.Х. (ЗАО «Юнител Инжиниринг»)

В области телекоммуникаций сегодня активно внедряются решения на основе технологий пакетной коммутации. Это обусловлено тем, что трафик Internet Protocol (IP), например, IP телефония, IP телевидение, видеонаблюдение по IP и т.д., занимает преобладающую долю в общем трафике операторов связи, эта доля постоянно растет и прогнозируется дальнейший ее рост. Как следствие, в цифровых системах передачи информации (ЦСПИ) традиционные технологии Synchronous Digital Hierarchy (SDH) и Plesiochronous Digital Hierarchy (PDH) на базе временного разделения каналов (Time Division Multiplexing, TDM) уступают место новым технологиям пакетной коммутации, которые позволяют более эффективно использовать доступные пропускные способности (полосы) каналов при передаче больших объемов пакетного трафика. Наибольшее распространение для передачи пакетных данных получил протокол Ethernet.

Использование только выделенных оптических волокон без участия оборудования ЦСПИ для построения каналов РЗА ограничено следующим:

- лимитированное число волокон в волоконно-оптических кабелях (ВОК);
- ограничения на допустимую длину ВОК между оконечными устройствами без переприемов (длины ЛЭП иногда превышают сотни километров);
- при необходимости обеспечения резервирования цифровых каналов часто сложно найти две географически разнесенные трассы прокладки ВОК допустимой длины для основного и резервного каналов даже при коротких ЛЭП (резервирование по не разнесенным географически трассам ВОК практически теряет смысл).

Это делает актуальным использование ЦСПИ для организации каналов РЗА.

В российской электроэнергетике большинство ЦСПИ построено с использованием технологии SDH/PDH. В мультиплексорах SDH/PDH осуществляется инкапсуляция данных с интерфейсов пользователя в виртуальные контейнеры определенного объема, которые непрерывно передаются друг за другом [1]. Это обеспечивает надежную передачу данных с малой детерминированной задержкой и без взаимного влияния между разными каналами/пользователями. Параметры сетей SDH/PDH позволяют реализовывать по ним не только каналы телефонии и передачи различных данных, но и каналы для систем РЗА. С использованием стандартных интерфейсов G.703.1, X.21, E1 и C37.94 организуются каналы для дифференциальных защит линий (ДЗЛ) и устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) [2].

В электроэнергетике IP все более широко используется не только для передачи между ее объектами корпоративного трафика (Internet, e-mail, SAP ERP и т.д.), но и трафика технологической зоны, например, автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), автоматизированных систем технологического управления (АСТУ) по ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 с использованием протокола TCP/IP, систем мониторинга переходных режимов (СМПР) согласно C37.118.2 (UDP/IP и TCP/IP) и других. С развитием активно-адаптивных сетей (Smart Grid), в том числе и с возобновляемой распределенной генерацией, доля пакетных данных в ЦСПИ электроэнергетики будет возрастать.

В мультиплексорах SDH/PDH передаваемый пакетный трафик с помощью стандартизированной технологии Ethernet over SDH (EoS) [3] инкапсулируется в виртуальные контейнеры и для него выделяется определенная полоса с использованием процедуры разбиения на кадры (General Framing Procedure, GFP), виртуальной конкатенации (Virtual Concatenation, VCAT) и схемы регулировки пропускной способности канала (Link Capacity Adjustment Scheme, LCAS). При этом могут быть организованы различные схемы каналов. На Рис.1 приведена схема, организации каналов, в которой для двух приложений с интерфейсами Fast Ethernet (FE) или Gigabit Ethernet (GbE) организованы два независимых прямых канала через сеть SDH. Передача пакетного трафика по данным каналам Ethernet совершенно независимая, не имеет взаимного влияния и никак не влияет на другие каналы, в том числе РЗА. Данный подход позволяет не только полностью разделить корпоративный и технологический пакетные трафики, но и в технологической зоне при необходимости реализовать отдельные независимые каналы с заданной полосой для каждой системы, например, независимые каналы для СМПР и АСТУ.

В отличие от TDM трафика, пакетный трафик неравномерно распределен по времени и имеет пульсирующий характер. Поэтому часто неэффективно выделять для одного приложения, особенно с малой активностью, отдельный канал с заданной полосой, т.к. большую часть времени он будет «простаивать». В данном случае несколько приложений могут использовать один канал со множественным доступом, например, как показано на Рис.2. Здесь между тремя мультиплексорами организованы общие, а не изолированные как на Рис.1, каналы Ethernet для высокоприоритетного Приложения 1 и низкоприоритетного Приложения 2. Следует отметить, что протокол Ethernet предназначен только для древовидных топологий сети и не предполагает в ней замкнутых контуров, показанных на Рис.2. Для их исключения

необходимо использование протоколов, которые обеспечивают только один активный путь между устройствами при наличии нескольких физических, например, Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP) [1].

В канале со множественным доступом между пользователями всегда есть взаимное влияние. Если высокоприоритетный трафик займет всю полосу канала, то низкоприоритетный передаваться не будет. Низкоприоритетный трафик также будет оказывать влияние на передачу высокоприоритетного, например, вносить дополнительную задержку и увеличивать джиттер.

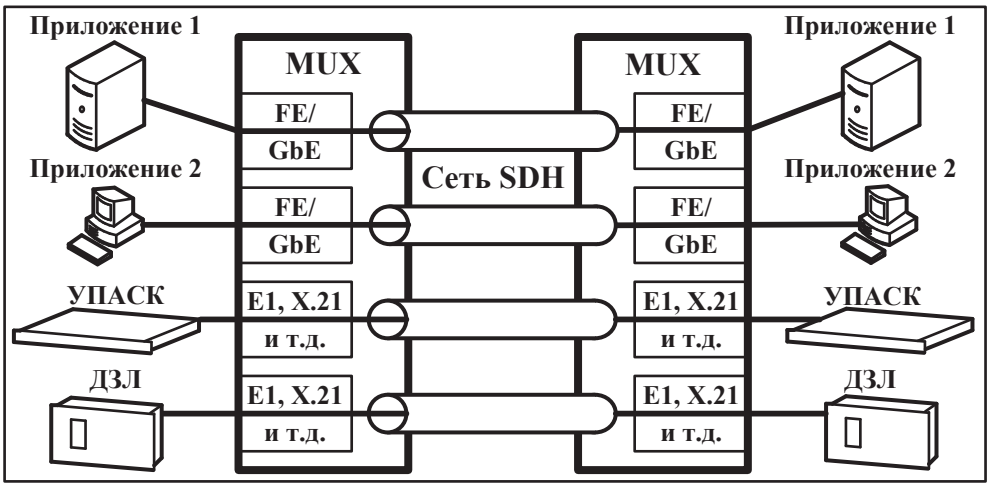


Рис. 1. Каналы Ethernet «точка-точка» через сеть SDH/PDH параллельно с другими каналами.

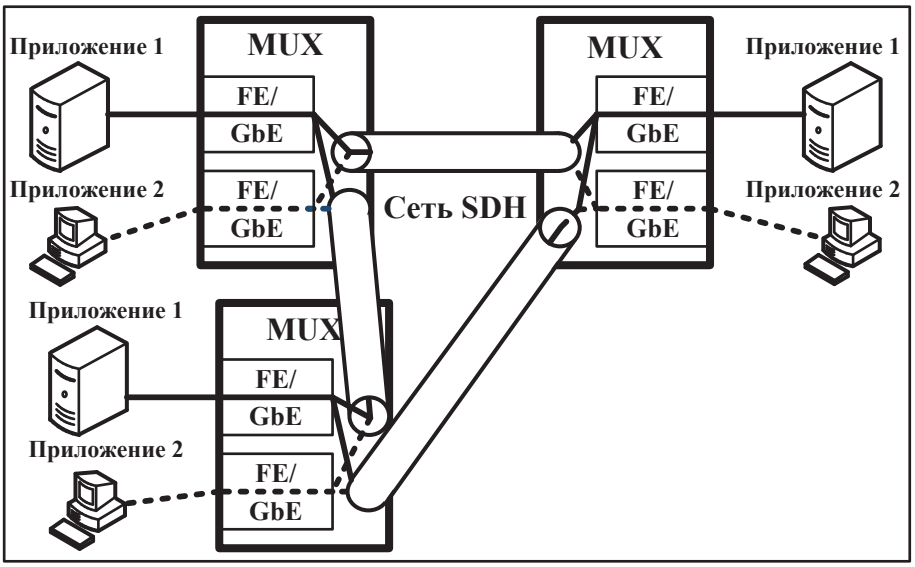


Рис. 2. Коммутация и приоритезация пакетного трафика.

В сетях SDH/PDH при отказе линии связи между мультиплексорами обеспечивается переключение каналов на резервные пути в течение 50 мс. В худшем случае при совпадении определенных обстоятельств на это время может быть отложено срабатывание ДЗЛ и задержана передача команд РЗ и ПА, что недопустимо много. Поэтому при необходимости резервирования каналов РЗА в сетях SDH/PDH организуются основной и резервный каналы с использованием фиксированных (статических) путей через разные линии связи. При отказе одного из путей работа устройств РЗА непрерывно продолжается по другому и не зависит от переключений в сети (по сути дела, для устройств РЗА обеспечивается практически нулевое время переключения).

На данный момент времени организация передачи пакетного трафика и других данных по сетям SHD/PDH удовлетворяет потребностям электроэнергетики. При возрастании доли пакетного трафика, возможно, что эффективность использования доступной полосы сетей SDH/PDH будет падать и возникнет необходимость поиска решений на базе других технологий. Объективных исследований данного вопроса применительно к существующим и перспективным приложениям электроэнергетики с учетом их специфики в настоящее время нет.

Но уже сегодня ряд компаний предлагает для электроэнергетики решения на базе используемых у операторов связи технологий пакетной коммутации. Ими иногда позиционируется, что каналы для всех систем электроэнергетики, включая РЗА, станут лучше и эффективней, чем в сетях SDH/PDH. Аргументация такова – если у операторов связи

лучше и эффективнее, то так должно быть и везде, в том числе и в любых технологических сетях и системах. При этом совершенно не учитывается следующее:

- требования по надежности каналов технологической зоны (прерывание некоторых сервисов для пользователей сетей операторов связи на несколько секунд и даже десятков секунд не очень критично),
- требования к задержке в каналах, ее стабильности и симметрии в разных направлениях каналов РЗА [2],
- цикл реконструкции объектов в электроэнергетике значительно превышает время жизни устройств абонентов операторов связи, что приводит к необходимости поддержки старых интерфейсов и протоколов, например, сигнализации АДАСЭ и низкоскоростных модемов с частотной манипуляцией для передачи данных по протоколам ТМ-800, Гранит и другим подобным в каналах Voice over IP (VoIP), интерфейсов G.703.1, X.21, E1 и C37.94 для УПАСК и ДЗЛ и т.д.,
- проблемы обеспечения информационной безопасности (ИБ) [4],
- неопределенность границ применения различных технологий и протоколов пакетной коммутации при организации каналов технологической зоны,
- отсутствие принципов построения каналов РЗА по сетям с пакетной коммутацией,
- отсутствие методик испытаний каналов, использующих различные технологии и протоколы пакетной коммутации, как каналов технологической зоны (например, в отличие от сетей SDH/PDH, где взаимное влияние между каналами отсутствует, здесь необходимо проверять работу высокоприоритетных каналов с высокими требованиями к надежности при штормовых нагрузках в сети),
- неготовность энергопредприятий, в том числе служб РЗА, к эксплуатации решений на базе новых технологий.

Использование сетей на базе коммутаторов Ethernet и маршрутизаторов Ethernet/IP для построения каналов РЗА ограничено сложностями организации в них каналов с заданными стабильной задержкой и пропускной способностью и обеспечения резервирования каналов по статическим основному и резервному путям.

Как ранее уже отмечалось, сама природа протокола Ethernet не предполагает наличия замкнутых контуров в сети, тем самым запрещая построение резервных каналов. Для разрешения данного противоречия используются специальные протоколы резервирования, которые обеспечивают наличие только одного активного пути между устройствами при физическом наличии нескольких. Упомянутый выше протокол RSTP основан на мониторинге линий связи, обнаружении их неисправности и в случае нарушения активного пути переключении на один из доступных резервных путей. При этом время переключения с одного пути на другой составляет порядка 1 с и более, что неприемлемо для РЗА. При использовании RSTP в кольцевых топологиях достигается время переключения порядка 100 мс, что также недопустимо много. Для использования только в кольцевых топологиях был разработан протокол Media Redundancy Protocol (MRP) [5], который позволяет обеспечить время переключения даже менее 50 мс, но обеспечение требуемого нулевого времени переключения с активного пути на резервный для него не достижимо.

Для обеспечения нулевого времени восстановления канала предлагается другой подход, относительно не так давно реализованный в протоколах Parallel Redundancy Protocol (PRP) и High-availability Seamless Redundancy (HSR) [6], которые используют не один активный путь, а два. Основа данного подхода – отправитель посылает одновременно пакетные данные по двум активным путям, а получатель с помощью протокола резервирования принимает первый пришедший пакет и отклоняет второй. Такой подход позволяет обеспечить практически нулевое время восстановления при отказе одного из активных путей, если задержка в них примерно одинакова. PRP использует две параллельных сети с произвольной топологией, что показано на Рис.3. В случае отказа пути в одной из сетей данные будут передаваться по другой. HSR предназначен только для кольцевых топологий, и в нем данные параллельно отправляются в двух направлениях по и против часовой стрелки (Рис.3), организуя два активных пути. В случае обрыва кольца в одном месте, данные до получателя будут приходить по оставшемуся работоспособному активному пути.

PRP позволяет организовывать сети произвольной топологии с высокой готовностью, но требует больших затрат на оборудование и инфраструктуру. Использование его для связи между объектами проблематично, т.к. практически между ними надо создавать две независимые сети. HSR позволяет реализовывать кольцевые топологии, по которым с целью резервирования передается двухкратный объем трафика, и сложен в реализации на больших скоростях передачи данных. Его использование при организации связи между объектами проблематично и неэффективно (с нулевым временем переключения будет резервироваться весь передаваемый по сети трафик, что не требуется). Поэтому областью использования PRP и HSR являются внутриобъектовые сети Ethernet с высокой надежностью, например, для передачи GOOSE сообщений согласно МЭК 61850.

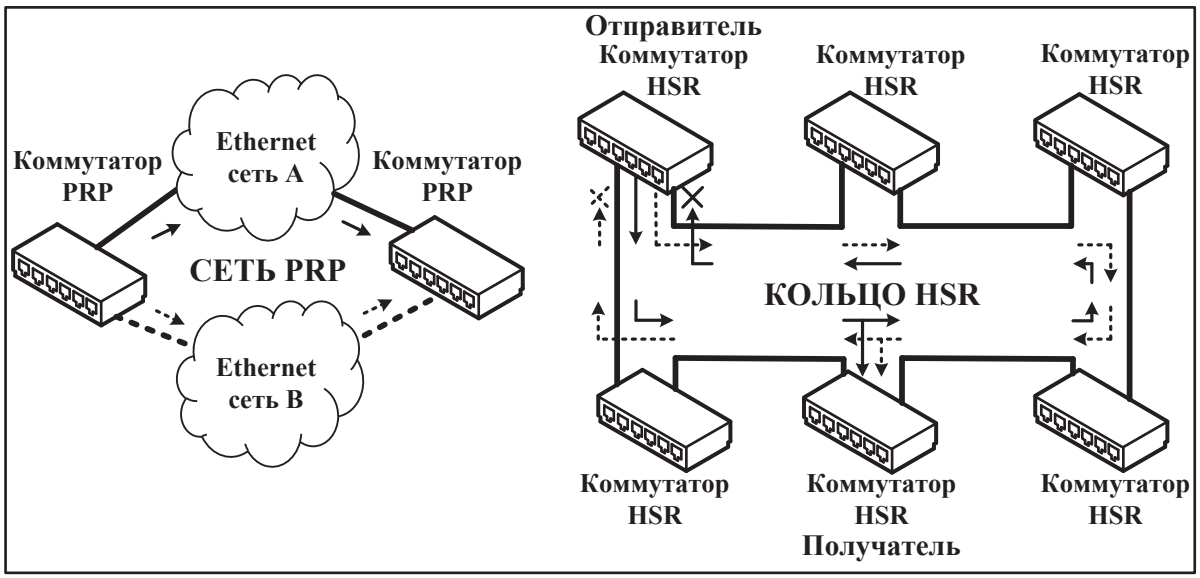


Рис. 3. Резервирование с двумя активными путями в PRP и HSR.

Широко используемые в сетях Ethernet/IP протоколы резервирования более высокого уровня, например, Routing Information Protocol (RIP), осуществляющий при прокладке пути в сети оптимизацию по числу переприемов в ней, или более совершенный Open Short Path First (OSPF), принимающий решение о выборе пути исходя из доступной полосы канала, имеют еще большее время сходимости при выборе нового пути даже по сравнению с RSTP (десятки секунд в зависимости от топологии и масштаба сети) [1].

Организация каналов РЗА при передаче большого объема пакетного трафика может быть реализована использованием мультиплексоров с гибридной системной платой, на которой присутствуют две шины: TDM и Ethernet (Рис.4). Данное устройство представляет собой SDH/PDH мультиплексор (шина TDM) и Ethernet/IP коммутатор/маршрутизатор (шина Ethernet) с функцией межсетевого обмена. Соответственно пакетный трафик передается через шину Ethernet, а данные синхронных интерфейсов через шину TDM.

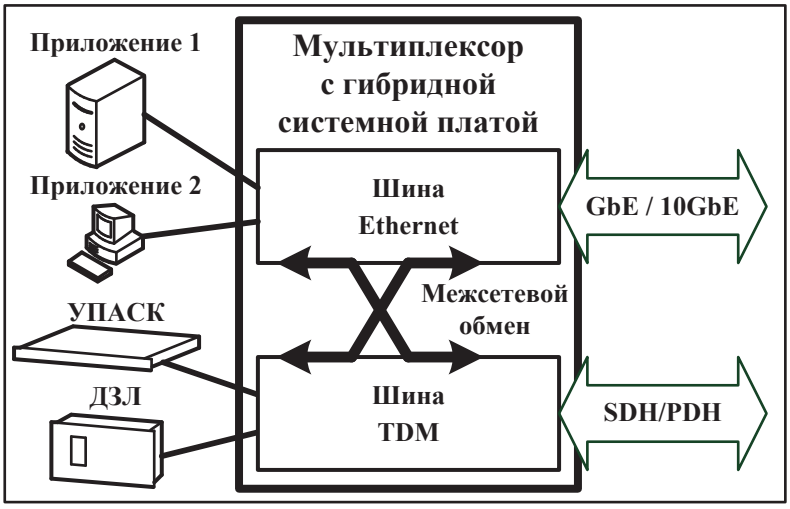


Рис. 4. Мультиплексор с гибридной системной платой.

Недостатки данного решения:

- увеличения затрат на инфраструктуру (удвоение числа оптических волокон в кабелях между объектами) или использование оборудования волнового уплотнения каналов (Wave Division Multiplexing, WDM),
- увеличение себестоимости в ряде проектов по сравнению с использованием отдельных мультиплексоров SDH/PDH и коммутаторов/маршрутизаторов,
- надежность и безопасность двух отдельных сетей на мультиплексорах и коммутаторах/маршрутизаторах выше, чем сетей с использованием мультиплексоров с гибридной системной платой.

Многие операторы связи рассматривают мультиплексоры с гибридной системной платой как промежуточное решение для миграции от традиционных SDH/PDH к более приемлемым для них технологиям пакетной коммутации. Перспективы развития данного типа мультиплексоров пока до конца не понятны.

Технология многопротокольной коммутации с помощью меток (Multi-protocol Label Switching, MPLS) [1] считается рядом специалистов в области телекоммуникаций одной из самых перспективных и позволяет обеспечить для некоторых каналов, но не для всех, надежность, которая приближается к надежности каналов в сетях SDH/PDH. Наряду с передачей пакетного трафика маршрутизаторы MPLS поддерживают последовательные синхронные и асинхронные интерфейсы, реализацию каналов тональной частоты без использования VoIP со сжатием речи, что делает возможным их использование как каналов для уже давно эксплуатируемого оборудования с традиционными интерфейсами и протоколами. При отказах путей в сетях MPLS обеспечивается время переключения до 50 мс. В них существует потенциальная возможность организации основных и резервных каналов РЗА с заданной полосой по статическим путям (Рис.5).

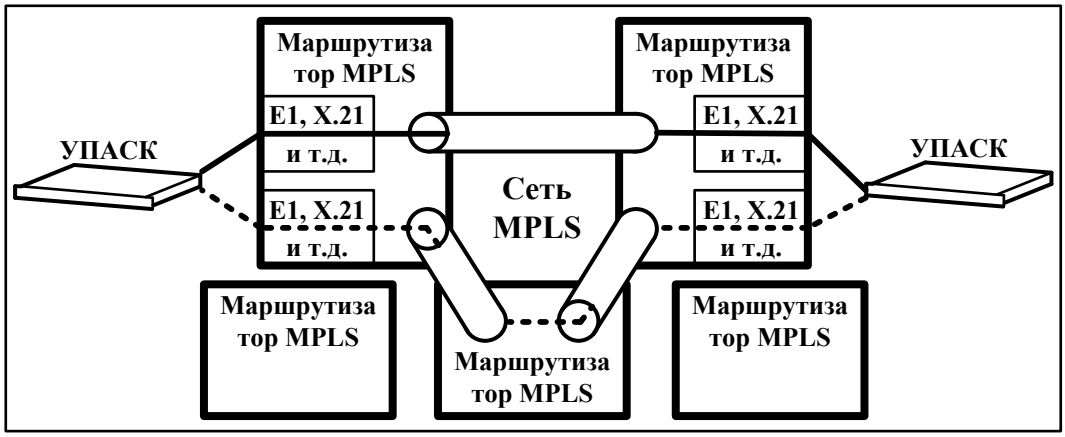


Рис. 5. Основной и резервный каналы со статическими путями в сети MPLS.

Для проверки указанного выше предположения ЗАО «Юнител Инжиниринг» провело в сетях MPLS измерения задержек и их симметрии в каналах с интерфейсами E1, в том числе при штормовых нагрузках. Результаты показали, что при соответствующих настройках маршрутизаторов MPLS величины задержек и их симметрия приемлемы как для УПАСК, так и ДЗЛ. Но следует отметить, что симметрия каналов в сетях MPLS несколько хуже, чем в SDH/PDH, а накладные расходы, многократно превышают скорость передачи данных на интерфейсах пользователя. Последнее ставит вопрос о степени эффективности использования доступной полосы в сетях MPLS при большом числе каналов РЗА.

Проведено тестирование работы по сетям MPLS оборудования из семейства ПКУ разработки и производства ЗАО «Юнител Инжиниринг» (Рис.6). ПКУС СР24 – устройство, объединяющее УПАСК и промежуточную панель с ключами ввода/вывода команд РЗ и ПА в одном конструктиве. ПКУС СР24 Модуль ЭО1 – преобразователь интерфейсов для подключения УПАСК и ДЗЛ с оптическими интерфейсами С37.94 к оборудованию ЦСПИ с интерфейсами E1.

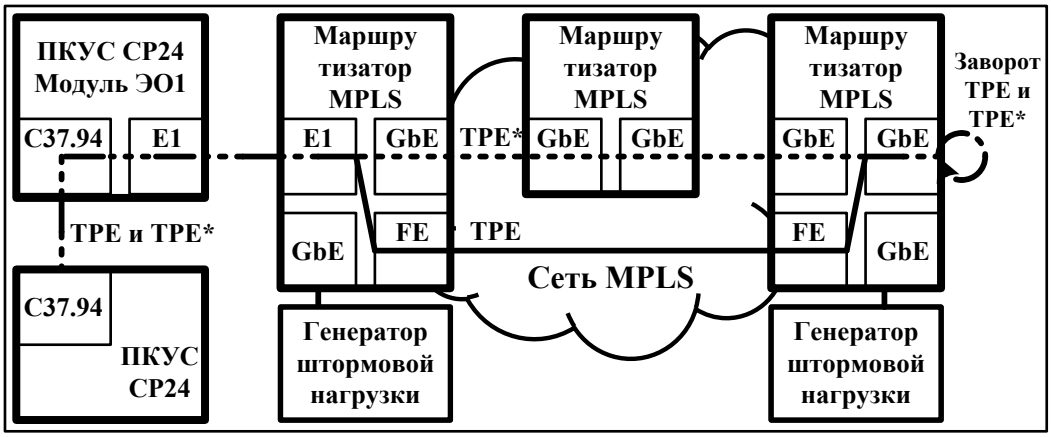


Рис. 6. Схема проведения испытаний с основным и резервным каналами в сети MPLS.

Команды РЗ и ПА передавались ПКУС СР24 одновременно по двум логическим направлениям ТРЕ и ТРЕ* в одном потоке данных С37.94. В сети MPLS логические направления ТРЕ и ТРЕ* разделялись с помощью кросс-коммутации в маршрутизаторах и отдельно передавались по основному и резервному каналам с разными путям. Испытания, как при штормовой нагрузке, так и без нее, показали, что физическое прерывание одного из каналов не приводит к прерыванию постоянно передаваемых ПКУС СР24 команд РЗ и ПА, т.е. обеспечивается нулевое время переключения.

Следует отметить, что в отличие от сетей SDH/PDH несанкционированное изменение конфигурации каналов РЗА в сетях с пакетной коммутацией может быть обнаружено далеко не сразу. Например, несанкционированное

изменение приоритета канала РЗА с высокого на низкий будет проявляться только при штормовых нагрузках в сети. Поэтому проблема обеспечения ИБ здесь особенно актуальна.

Подводя итоги, можно предположить, что при возрастании доли пакетного трафика альтернативой сетям SDH/PDH в электроэнергетике могут служить сети MPLS, которые обеспечивают:

- поддержку традиционно используемых в ней интерфейсов и протоколов,
- построение высоконадежных каналов РЗА с требуемыми параметрами.

Для подтверждения данного предположения, прежде всего, необходимы:

- объективные исследования преимуществ и недостатков сетей MPLS по сравнению с SDH/PDH при учете специфики существующих и перспективных приложений,
- проведение испытаний разных типов маршрутизаторов MPLS на предмет возможности организации каналов технологической зоны (реализация высоконадежных каналов в маршрутизаторах разных типов отличается, причем даже у одного типа маршрутизаторов с разными версиями встроенного программного обеспечения),
- выработка общих принципов построения в сетях MPLS каналов технологической зоны, в том числе РЗА, и разработка методик их проверки,
- проверка маршрутизаторов MPLS на отсутствие незадекларированных возможностей (использование доверенного оборудования), без чего не возможно обеспечение ИБ каналов технологической зоны.

Без решения обозначенных выше вопросов внедрение сетей MPLS вместо SDH/PDH в электроэнергетике не представляется возможным.

ЛИТЕРАТУРА

[1] В.Г. Олифер, Н.А. Олифер, Компьютерные сети. Принципы, технологии, протоколы: Учебник для вузов. 4-е изд. – СПб.: Питер, 2010

[2] В.А. Харламов, Реализация цифровых каналов технологической связи для РЗА и ПА. – Воздушные линии, 2013, №2, с.53-58

[3] ITU-T Recommendation G.707/Y.1322 (01/2007), Network node interface for the synchronous digital hierarchy (SDH).

[4] С.Е. Романов, В.А. Харламов, Эшелонированная оборона. Универсальность и безопасность каналов технологической связи. – Энергонадзор, 2014, №1/2(53/54), с.28-29

[5] IEC 62439-2 ed1.0: 2010, Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 2: Media Redundancy Protocol (MRP)

[6] IEC 62439-3 ed2.0: 2012, Industrial communication networks – High availability automation networks – Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR)

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Харламов Василий Анатольевич, к.т.н., окончил радиотехнический факультет Московского энергетического института (Технического университета) в 1995 г. В 2000 г. в Московском энергетическом институте (Техническом университете) защитил кандидатскую диссертацию на тему «Методы увеличения скорости передачи информации в синхронных тональных каналах связи в распределительных электрических сетях среднего и низкого напряжения». Начальник отдела оборудования ЗАО «Юнител Инжиниринг».

Тел. (раб): +7(495) 651-9998 доб. 234

E-mail: v.harlamov@uni-eng.ru

Хасанов Альберт Хэлимзянович, окончил факультет многоканальной электросвязи Сибирского государственного университета телекоммуникаций и информатики в 2000г. Начальник департамента инжиниринга ЗАО «Юнител Инжиниринг».

Тел. (раб): +7(495) 651-9998 доб. 284

E-mail: a.khasanov@uni-eng.ru

ПОВЫШЕНИЕ НАБЛЮДАЕМОСТИ И МОНИТОРИНГ ПОДСТАНЦИЙ С ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИМИ ЗАЩИТАМИ

Шапеев А.А., Фролов С.Е., Матисон В.А., О.М. Тульчинский, М.М. Кац
ЗАО «ЧЭАЗ», ООО «ПЛЦ АС», SATEC INC

В настоящее время доля электромеханических устройств, эксплуатирующихся в ЕЭС России, по разным оценкам составляет от 75 до 90% от общего количества устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). При этом в официальных отчетах энергокомпаний отмечается высокий износ, а в некоторых случаях – критическое состояние устройств РЗА, выполненных на электромеханической базе. В то же время, по прогнозам широкого круга экспертов в течение ближайших 15-20 лет преобладающая доля электромеханических устройств и элементов РЗА на большинстве объектов сохранится, что требует проведения плановой работы по поддержанию этих устройств в работоспособном состоянии [2, 3, 4].

Электромеханические и микроэлектронные устройства РЗА, в отличии от микропроцессорных, не обеспечивают возможность передачи информации в системы дистанционного мониторинга и управления по факту срабатывания защит, а также непрерывной передачи информации о своем состоянии. Это обуславливает значительные отличия в части интеграции в автоматизированные системы управления технологическим процессами (АСУ ТП) и системы мониторинга. Также значительные отличия имеют место в организации подходов технического обслуживания устройств на электромеханической, микроэлектронной базе и микропроцессорных устройств РЗА [1]. Указанные особенности электромеханических и микроэлектронных устройств РЗА на фоне интенсивного внедрения микропроцессорных технологий требуют разработки и реализации технических решений в части двух основных вопросов:

1) Непрерывный мониторинг исправного состояния.

2) Формирование информации о работе защит в информационных системах.

Поскольку исправность электромеханических устройства, а также большинства микроэлектронных устройств РЗА может быть определена только по факту действия защит, то эти два вопроса являются взаимосвязанными.

Внедрение микропроцессорных устройств неразрывно связано с автоматизацией технологических процессов энергообъектов. В то же время полная автоматизация существующих подстанций высокого напряжения с переходом на цифровое управление связана с большими материальными затратами [7]. Значительная часть затрат приходится на установку микропроцессорных защит вместо существующих электромеханических и микроэлектронных защит. Однако, если существующие защиты находятся в удовлетворительном состоянии и их замена не планируется, то можно пойти, к примеру, на дополнительную установку только контроллера присоединения (bay controller). Наряду с функциями управления присоединением контроллер может обеспечивать функции контроля состояния существующих защит. В случае, если функция управления присоединением не требуется, контроллер выполняет только сбор информации о работе защит присоединения и предварительную обработку данных. Основная функция контроллера в данном случае – это сбор и передача информации по цифровым протоколам связи в АСУ ТП или систему сбора и передачи технологической информации (ССПТИ). Применение протокола МЭК 61850 требует также реализации соответствующих программных модулей, формирующих сообщения с учетом требований стандарта, т.е. программное моделирование логических, физических устройств и логических узлов. Дополнительно реализуются функции по фиксации количества срабатываний и предварительному анализу работы защит в полуавтоматическом режиме. Таким образом, сбор данных и учет работы защит выполняется в полуавтоматическом режиме с возможностью дистанционного считывания. В зависимости от требований Заказчика могут быть интегрированы дополнительные функции:

- измерение напряжений, токов, мощности и энергии каждого присоединения;

- контроль и регистрация параметров качества электроэнергии;

- регистрация режимов короткого замыкания и анормальных режимов;

- мониторинг и выявление неисправностей в цепях оперативного тока, в том числе и с детализацией до поврежденного фидера;

- определение и индикация расстояния до места повреждения и поврежденных фаз;

- мониторинг состояния выключателей, разъединителей и другого коммутационного оборудования, включая реализацию функции контроля ресурса выключателя;

- дистанционное управление первичным оборудованием, включая оперативную блокировку управления разъединителями;

- регистрация последовательности событий при коротких замыканиях и анормальных режимах защищаемого присоединения с меткой времени;

- автоматическое управление нагрузкой на подстанции [7].

Мониторинг состояния коммутационного оборудования производится с помощью дискретных входов, которые подключаются к блок-контактам выключателей или разъединителей, либо их реле-повторителей. Фиксация срабатывания защит также осуществляется дискретными входами контроллера, при этом могут использоваться как «сухие» так и «влажные» контакты. То есть, может использоваться как внешнее питание, так и шинки питания, сформированные контроллером. Для измерения токов, напряжений, мощностей и энергий предусматриваются 4 аналоговых канала напряжения и 4 аналоговых канала тока. Дополнительно могут быть предусмотрены миллиамперные входы для подключения измерительных преобразователей. Передача информации осуществляется по интерфейсам RS232, RS485 и Ethernet, применяются стандартные протоколы передачи данных – MODBUS, DNP-3 или МЭК 61850. Для обеспечения точной синхронизации событий установлен модуль приема сигналов GPS.

Решения по повышению наблюдаемости и мониторинга подстанций с электромеханическими и микроэлектронными реле широко применяются за рубежом [7]. На рисунках 1, 2 представлены примеры модернизации панелей защит присоединений 26 и 48 кВ, выполненных на электромеханических реле в одной из энергосистем США.

Рис. 1. Модернизация электромеханической панели защиты присоединения 48 кВ,

Georgia Power, США

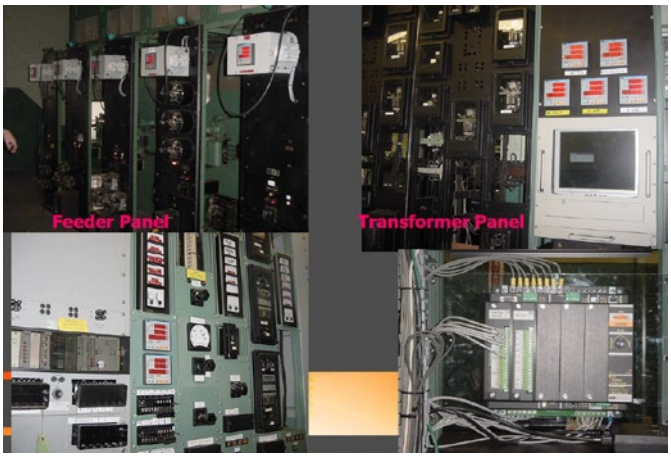


Рис. 2. Модернизация электромеханической панели защиты присоединения 26 кВ, PSEG, США

Широкое внедрение микропроцессорных технологий в области РЗА привело к формированию новых требований и подходов к построению системы технического обслуживания. Применение систем сбора и передачи информации обеспечивает возможность построения частично, детально и полностью наблюдаемых систем. Все эти факторы сыграли определяющую роль в пересмотре и корректировке действующей нормативной документации в части обслуживания устройств РЗА [5, 6]. Так система обслуживания устройств РЗА, выполненных на микропроцессорной базе коренным образом отличается от системы обслуживания устройств РЗА предыдущих поколений, построенных на микроэлектронной и электромеханической элементной базе [1].

Кроме функций сбора информации и управления подстанцией с помощью контроллера можно дополнительно выполнять диагностику состояния устройств РЗА в процессе их эксплуатации. Для этих целей в контроллере реализован специальный алгоритм, формирующий предварительные отчеты в автоматизированном режиме и предварительную оценку работы устройства РЗА. Для реализации указанной функции (функция мониторинга работы устройств РЗА) на дискретные входы контроллера заводятся не только сигналы действия защит на отключение, но и срабатывание измерительных органов. Тогда контроллер будет фиксировать в реальном времени состояние измерительных органов и выходных органов защиты во время коротких замыканий и ненормальных режимов. При этом также производится запись входных воздействующих величин и дополнительных воздействующих величин в момент повреждения. Полученная таким образом информация обрабатывается специализированным программным обеспечением контроллера и затем передается в централизованную систему мониторинга работы устройств РЗА, которая в свою очередь заполняет общую базу данных мониторинга состояния устройств РЗА. На основании полученных данных система может оценить в автоматизированном режиме правильность работы защиты и измерительных органов защиты в отдельности, как при повреждении на защищаемом присоединении, так и при внешних повреждениях и формировать специализированный отчет [7]. Если отчеты свидетельствуют о правильной работе защиты, тогда централизованная система мониторинга, с учетом дополнительных данных, формирует рекомендации об увеличении периодичности очередной плановой проверки, либо сокращения объема проверки. В противном случае система может формировать рекомендации о проведении внепланового обслуживания и расширения объема проверок для одного из элементов защиты. Таким образом, роль контроллера в данном случае не ограничивается только сбором информации и передачей в АСУ ТП или ССПТИ, а фактически превращается в роль АРБИТРА, контролирующего правильность работы защит, выполненных на микроэлектронной и электромеханической базе.

Внедрение цифровых технологий и появление нового поколения микропроцессорных устройств – Интеллектуальных Электронных Устройств (ИЭУ) – обеспечивают возможности

решения задач по мониторингу состояния электромеханических и микроэлектронных устройств, а также повышению наблюдаемости подстанций с устройствами предыдущих поколений, не имеющих интерфейсов для передачи информации в цифровом виде. Очевидно, что такие решения не могут соперничать в части мониторинга состояния и наблюдаемости с цифровыми подстанциями, полностью построенными на ИЭУ, но, по нашему мнению, могут быть экономически оправданными и легкореализуемыми в техническом плане [7]. Решения по реализации АРБИТРОВ для анализа работы защит могут использоваться с успехом не только для мониторинга состояния электромеханических и микроэлектронных устройств, но также могут применяться для построения современных систем мониторинга работы устройств на микропроцессорной базе. Очевидно, что микропроцессорные устройства РЗА предоставляют значительно больший объем информации для оценки их текущего состояния и работы защит, поэтому реализация новых подходов технического обслуживания не могут оставаться без внимания [5, 6].

Список литературы.

[1] Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации подстанций 110-750 кВ. СТО 56947007-33.040.20.141-2012. ОАО «ФСК ЕЭС», 2012 г.

[2] А.В. Кузьмичев, С.Н. Сахаров. Анализ работы устройств РЗА ЕНЭС в 2012 году. // II международная научно-практическая конференция «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России», Чебоксары, 2013 г.

[3] Д. Андреев, Е. Киркова, П. Кузьмин, М. Линт, В. Матисон, А. Михайлов. Обновление электромеханических устройств РЗА // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Распределение и передача. 06 (21) / 2013 г.

[4] В.С. Бутраков, А.Ю. Захаренков, В.А. Кузьмичев. Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем. // Релейная защита и автоматизация. 01 (10) / 2013 г.

[5] А.А. Шапеев, С.Е. Фролов, А.А. Ларюхин. Техническое обслуживание микропроцессорных устройств РЗА в современных условиях. // XXI конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем 2012», Москва, 2012 г.

[6] В.И. Пуляев. Техническое обслуживание УРЗА // Релейщик. 04 / 2009 г.

[7] R. Hoinowski. An Intelligent Alternative to Substation Automation // Utility Products. October 2004. www.utilityproducts.com

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ СЕМЕЙСТВА RELION® ДЛЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ БЛОКА «ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР»

Лавриненко В.А. (ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»)

1. ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика России характеризуется большой долей изношенного оборудования, которое увеличивает энергоемкость экономики. Например, к началу 2012 г. средний возраст эксплуатируемого оборудования на гидроэлектростанциях составлял 37,5 лет, на тепловых электростанциях – 35 лет, на атомных электростанциях – 26 лет. В 2012 г. свой ресурс выработало более 90 % электростанций и электросетей, расположенных в европейской части России, 83 % — в Сибири и на Дальнем Востоке [1]. Несмотря на высокий процент изношенного оборудования, производство электроэнергии увеличивается. В 2011 г. в России было произведено 1,052 трлн. кВт□н электроэнергии, в 2012 г. - 1,064 трлн. кВт□н. Россия занимает 4 место в мире по производству электроэнергии после Китая, США и Японии.

Предприятие «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» с момента своего образования в 1994 г. поставляет на российский рынок самое современное электротехническое оборудование для релейной защиты и автоматизации технологических процессов на электростанциях и подстанциях.

Новейшие устройства защиты генераторов из семейства Relion® применяются на всех типах электростанций: гидроэлектрических, гидроаккумулирующих, газотурбинных, парогазовых, паросиловых, атомных и теплоэлектроцентралях. Устройства защиты с успехом применяются как на новых электростанциях, так и на модернизируемых объектах электроэнергетики. Специалистами различных фирм в разных странах мира на всех континентах установлено более 3200 устройств релейной защиты генераторов REG670 и REG650 из семейства Relion®.

Семейство новейших устройств релейной защиты и управления Relion® разработано в соответствии с требованиями стандарта МЭК61850 с целью обеспечения операционной совместимости. Из семейства Relion® для защиты генераторов различной мощности применяются устройства серий 670, 650 и 630. Более 100 устройств релейной защиты серии 670 из семейства Relion® были применены в составе шкафов на Богучанской ГЭС для защиты 9 блоков «генератор-трансформатор», шин, линий и для управления выключателями. Применение устройств защиты генераторов REG670, трансформаторов RET670, шин REB670, линий REL670, управления выключателями REC670 совместно с системами возбуждения Unitrol 6000 и КРУЭ ELK (500 и 220 кВ) производства компании ABB позволило реализовать надежную релейную защиту энергосистемы [2].

2. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ СОСТАВ ШКАФОВ ЗАЩИТЫ БЛОКА

Аппаратный и функциональный состав шкафов защиты блока соответствуют требованиям российских нормативных документов. Поддерживаются протоколы TCP/IP, технология высокоскоростной связи Fast Ethernet, обмен GOOSE-сообщениями по протоколу МЭК 61850-8-1 и шина процесса по МЭК 61850-9-2, позволяющая получать выборки мгновенных величин от трансформаторов тока и напряжения.

Система защиты 1 включает в себя один шкаф с устройством REG670 и один шкаф с RET670 и обеспечивает комплексную защиту блока большой мощности в соответствии с рисунком 1. В зону охвата устройства защиты REG670 входят гидрогенератор и выпрямительный трансформатор, а в зону охвата устройства RET670 - повышающий трансформатор и трансформатор собственных нужд. Дублирующая система защиты 2 содержит такие же шкафы, что и первая система защиты. Каждая из дублирующих автономных систем защиты, содержащая по два унифицированных шкафа, подключается к отдельным трансформаторам и цепям оперативного тока.

Входящие в состав шкафов устройства обеспечивают, кроме работы функций релейной защиты, так же самодиагностику устройства защиты, контроль за состоянием выключателя, местное управление из шкафа или дистанционное управление по локальной сети, регистрацию событий, получение осциллограмм аварийных процессов, измерение мгновенных значений электрических величин, передачу этой информации на верхний уровень управления.

Характерной особенностью систем защиты генераторов является необходимость регистрации очень большого количества сигналов. Информация встроенного осциллографа и регистратора событий упрощает эксплуатацию и облегчает решение проблем. Осциллограф записывает данные о 40 аналоговых и 96 дискретных сигналах. Последние 100 осциллограмм при максимальном времени записи каждой осциллограммы 3,4 с сохраняются в памяти. Список событий в отчете об анормальных режимах может включать в себя до 1000 маркированных по времени событий. Улучшенные технические характеристики открывают новые возможности для интеграции в АСУ по различным протоколам.

В шкафу с устройством REG670 применяются следующие функции релейной защиты:

1) продольная дифференциальная защита генератора – GENPDIF;
2) односистемная поперечная дифференциальная защита генератора - CVGAPC;
3) защита от несимметричного КЗ и перегрузки током обратной последовательности – CVGAPC;
4) токовая защита статора от симметричных перегрузок - CVGAPC;
5) защита от повышения напряжения статора – OV2PTOV;

6) защита от замыкания на землю обмотки статора по 3-й гармонике – STEFPHIZ;
7) защита от замыкания на землю 95 % обмотки статора – ROV2PTOV;
8) защита дистанционная – ZMHPDIS;
9) защита от понижения напряжения статора - UV2PTUV;
10) защита от асинхронного хода - PSPPPAM;
11) защита от ошибочной подачи напряжения на остановленный агрегат – CVGAPC;
12) защита от небаланса напряжений – SDDRFUF;
13) контроль пофазности включения короткозамыкателя – PHPIOC;
14) УРОВ генераторного выключателя – CCRBRF;
15) защита от обратной мощности – GOPDOP;
16) защита минимальной мощности – GOPDUP;
17) защита от потери возбуждения – LEXPDIS;
18) защита от перегрузки ротора – OC4PTOC;
19) защита ротора от замыкания на землю – CVGAPC;
20) защита от уменьшения частоты – SAPTUF;
21) токовая отсечка трансформатора возбуждения – PHPIOC;
22) 4-х ступенчатая МТЗ трансформатора возбуждения – OC4PTOC.

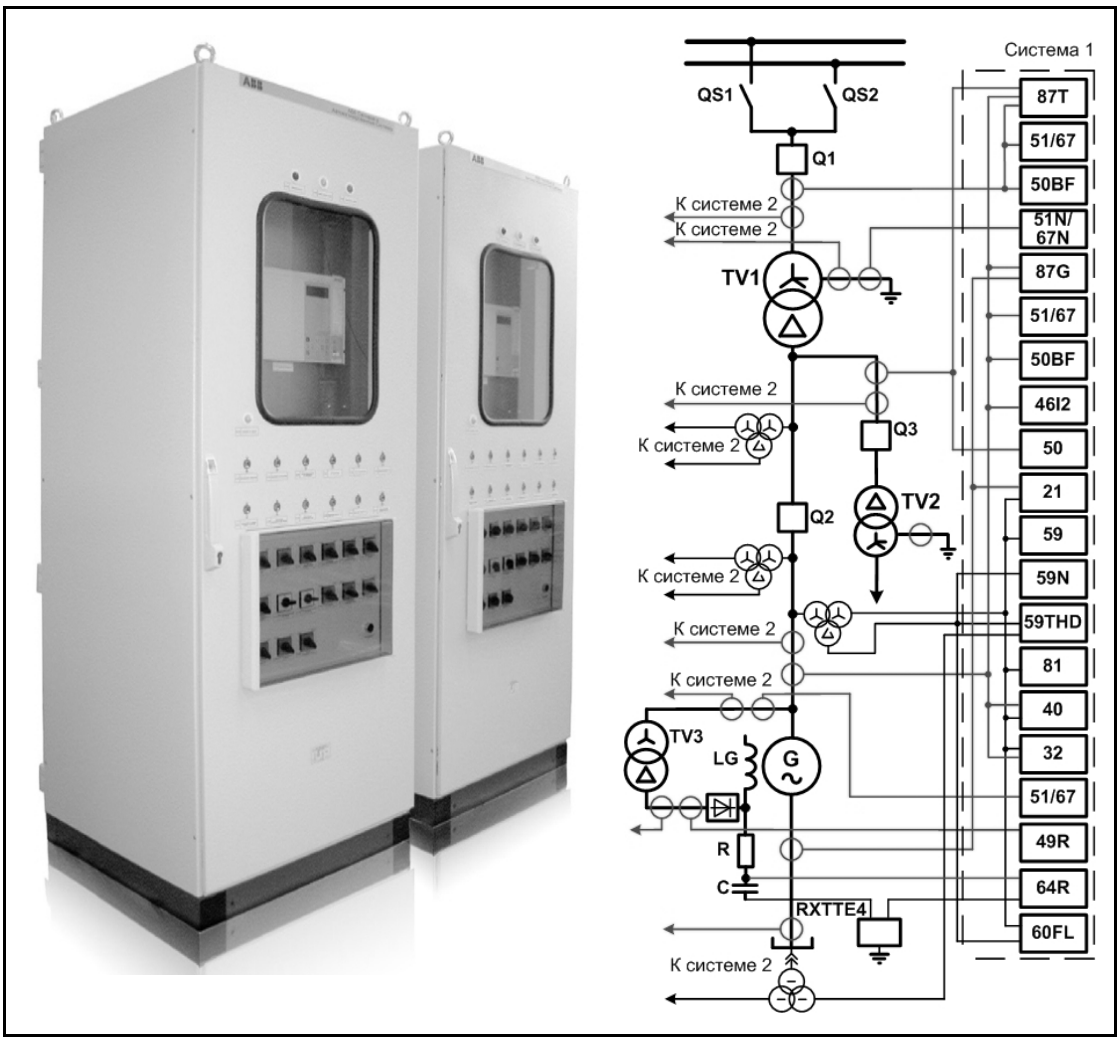


Рис. 1. Внешний вид шкафов и схема размещения защит блока «генератор-трансформатор»

В шкафу с устройством RET670 применяются следующие функции релейной защиты:
1) дифференциальная защита повышающего трансформатора – T3WPDIF;
2) дифференциальная защита ТСН - T3WPDIF;
3) МТЗ обмотки ВН повышающего трансформатора – OC4PTOC;
4) МТЗ обмотки НН повышающего трансформатора – OC4PTOC;
5) защита от замыкания на землю обмотки ВН повышающего трансформатора – EF4PTOC;
6) защита от замыкания на землю обмотки НН повышающего трансформатора – EF4PTOC;
7) защита от перевозбуждения повышающего трансформатора – OEXPVPH;
8) МТЗ обмотки ВН ТСН – OC4PTOC;
9) защита от замыкания на землю обмотки ВН ТСН – EF4PTOC.

Конструкция цифровых устройств защиты обеспечила реализацию компактной системы защиты блока. Применение устройств серии 670 позволило уменьшить количество устройств, необходимых для защиты оборудования электростанции и увеличить коэффициент готовности станционного оборудования.

Дифференциальная защита обеспечена быстродействующим и надёжным алгоритмом обнаружения повреждений. Алгоритм поиска повреждений гарантирует избирательность и чувствительность. Селектор внутренних (внешних) повреждений с использованием величин обратной последовательности обеспечивает селективность и высокое быстродействие защиты. Проверка трансформаторов тока выполнялась путем определения коэффициентов предельной кратности. Для защиты применялись трансформаторы тока класса точности 5P, которые относятся к трансформаторам с высокой остаточной магнитной индукцией и соответствуют классам TPX по стандарту МЭК 60044-6, X по британскому стандарту BS3938 и K по ANSI/IEEE.

Использование свободно конфигурируемой логики при помощи штатного программного обеспечения PCM600 позволило адаптировать комплекс защит к работе агрегата в режимах синхронного генератора, синхронного компенсатора и электродинамического торможения. Специалистами компании ABB [3] была решена задача обеспечения агрегата надежной защитой при уменьшении частоты колебаний электрических величин с 50 до 2 Гц в режиме электрического торможения. Особенность режима электрического торможения в том, что при коротком замыкании выводов обмотки статора напряжение становится практически нулевым, ток близок к номинальному значению, а частота колебаний электрических величин изменяется от 50 до 2 Гц.

В устройстве защиты генераторов REG670 все штатные токовые функции сохраняют работоспособность в диапазоне частот от 9 до 95 Гц. Работоспособность и частотный диапазон трансформаторов тока определялись при наладке на объекте. Для защиты электрической цепи статора в диапазоне частот от 9 до 2 Гц в режиме электроторможения вводится в действие только максимальная токовая защита, включенная на сумму токов в нейтрали и на выводах генератора. Функция работоспособна в диапазоне частот от 2 до 95 Гц. При частоте менее 2 Гц защита блокируется. Защита действует на АГП, вводится запрет действия на отключение блочного трансформатора.

Дифференциальные защиты блочных трансформаторов работают совместно с системой защиты от пожара (transformer protector, тип MTP), что исключает пожар блочного трансформатора при возникновении в нем неисправности. Срабатывание дифференциальной защиты блочного трансформатора приводит к работе разрывного диска и к подаче азота в бак трансформатора.

3. КОНСТРУКЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ШКАФОВ ЗАЩИТЫ

Шкафы соответствуют требованиям ГОСТ, предъявляемым к низковольтным комплектным устройствам [4]. По электромагнитной совместимости шкафы являются одними из лучших на российском рынке и представляют собой унифицированную металлоконструкцию с двухсторонним обслуживанием (имеются две двери), что облегчает наладку и эксплуатацию. Основные технические характеристики шкафов приведены в таблице 1.

В шкафу устанавливается металлическая дверь с обзорным окном напротив устройства защиты для наблюдения за светодиодной индикацией. На двери шкафа расположены переключатели оперативного управления, лампы сигнализации, кнопочные выключатели, указательные реле. На металлической плите, расположенной за передней дверью шкафа, установлено устройство защиты серии 670, автоматические выключатели, блоки испытательные в соответствии с рисунком 2.

По требованию Заказчика был ограничен доступ к переключателям оперативного управления комплектами защит и кнопочным выключателям при помощи использования прозрачной дверцы, закрывающейся на замок.

На обратной стороне металлической плиты располагаются блок-приставка конденсаторная для обеспечения непрерывного питания оборудования шкафов, промежуточные реле и резисторы. Клеммные ряды расположены за металлической плитой на монтажных шинах.

Таблица 1 - Основные технические характеристики шкафа

Наименование параметра	Значение (диапазон)
Номинальный ток измерительной цепи, А	1; 5
Номинальное напряжение измерительной цепи, В	100
Номинальная частота, Гц	50
Номинальное напряжение оперативного постоянного тока, В	220
Рабочий диапазон напряжения оперативного постоянного тока, В	90…250
Габариты (ШхВхГ), мм, не более	805x2365x896
Масса, кг, не более	300
Степень защиты ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89)	IP55
Исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ4
Рабочий диапазон температур, град. С	-5…+40
Условия эксплуатации в части воздействия механических факторов по ГОСТ 17516.1-90	М40
Сейсмоустойчивость по шкале MSK-64 / ускорение	9 / 0,7g

Соединительные провода из меди располагаются с внутренней стороны поворотной рамы шкафа. Номинальное сечение проводов составляет не менее 2,5 мм^2 для токовых цепей, не менее 1,5 мм^2 для цепей напряжения, не менее 0,75 мм^2 для остальных цепей.

Подвод кабелей предусмотрен снизу через отверстие в днище шкафа. Присоединение шкафов к внешним цепям осуществляется при помощи зажимов. Ряды контактных наборных зажимов, предназначены для присоединения одного или двух медных проводников с суммарным сечением до 6,0 мм^2 включительно. Контактные соединения шкафов соответствуют классу 2 по ГОСТ 10434-82. Ряды зажимов шкафов выполнены с учетом требований документа «Правила устройства электроустановок», раздел III-4-15.

Цепи переменного тока каждого комплекта выведены на независимые клеммы шкафа через испытательные блоки. При снятии крышки испытательных блоков закорачиваются внешние цепи переменного тока.

Рис. 2. Эксплуатация шкафов релейной защиты на Богучанской ГЭС

4. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА ЗАКАЗЧИКА

Специалисты предприятия «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» предоставляют Заказчикам комплекс инженерных услуг:

- консультируют по вопросам применения оборудования;
- обеспечивают типовыми решениями, рекомендациями по расчету уставок и по обслуживанию;
- обучают работе с устройствами защиты;
- проектируют, изготавливают шкафы релейной защиты, автоматики и АСУ;
- составляют конфигурации устройств, проводят тестирование и шеф-наладку оборудования;
- осуществляют послепродажное обслуживание оборудования;
- обеспечивают запасными частями.

Система менеджмента качества предприятия сертифицирована на соответствие стандарту ISO 14001:2007 и распространяется на проектирование, разработку, производство, поставку и наладку, сервисное обслуживание устройств релейной защиты, автоматики и систем управления.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Устройства семейства Relion® в составе шкафов производства предприятия «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» позволяют реализовать комплексную и компактную релейную защиту блока «генератор-трансформатор» [5-7].

Система защиты блока большой мощности включает в себя всего лишь два шкафа - один шкаф с устройством защиты генератора и один шкаф с устройством защиты трансформатора. В зону охвата системы защиты входят генератор и выпрямительный трансформатор, повышающий трансформатор и трансформатор собственных нужд.

Характеризуется максимальной надежностью срабатывания, высоким коэффициентом готовности оборудования и безопасностью эксплуатации.

Система защиты характеризуются высокой эффективностью, гибкостью в применении и способностью к расширению функциональных возможностей. Универсальность и гибкость применения устройств способствуют выполнению специфических требований, предъявляемых к релейной защите, особенно, при изменениях условий эксплуатации электростанции.

Обеспечивается надежная защита агрегата в режимах синхронного генератора, синхронного компенсатора, а так же при уменьшении частоты колебаний электрических величин с 50 до 2 Гц в режиме электрического торможения.

Упрощается эксплуатация и облегчается решение проблем за счет записи встроенным осциллографом и регистратором событий очень большого количества сигналов.

Шкафы релейной защиты производства предприятия «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» являются одними из лучших на российском рынке по аппаратному и функциональному составу, электромагнитной совместимости и удобству эксплуатации.

Применение шкафов защиты позволяет упростить монтажные работы и сократить затраты в течение жизненного цикла изделия, начиная с монтажа, обеспечения запасными частями и заканчивая выводом из эксплуатации.

Системы защиты с устройствами семейства Relion®, применяемые на территории России, имеют русифицированный интерфейс «человек-машина», снабжены документацией на русском языке, соответствуют требованиям российских нормативных документов и имеют сертификаты соответствия по ГОСТ Р.

Заказчики обеспечиваются развитой сетью технической поддержки и гарантией надежной работы оборудования на протяжении жизненного цикла систем релейной защиты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Федяков И.В. Электроэнергетика: износ оборудования как системная проблема отрасли // Академия Энергетики, № 1, 2013. С. 4-9.

[2] Лавриненко В.А. Комплексные решения АББ для электростанций // XIX Науч.-техн конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем 2009»: сб. докл. Москва, 7 – 9 апреля 2009. [Электронный ресурс]. URL: http://www.twirpx.com/file/660160/

[3] Гаич З., Менезес Й., Тришич Д., Читакович М. Схема интегрированной защиты гидроаккумулирующей электростанции // III Междунар. науч.-техн. конф «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем»: сб. докл. Санкт-Петербург, 30 мая – 3 июня 2011. С. 1-15.

[4] Шкафы защит генераторов типа ШЭЗГ 3210. Руководство по эксплуатации / АББ Силовые и Автоматизированные Системы. Чебоксары. 2010. – 49 с.

[5] Лавриненко В.А. Использование микропроцессорных устройств REG670 для релейной защиты генератора, работающего в блоке с трансформатором // Специализированная темат. выставка "Релейная защита и автоматика энергосистем - 2008: сб. докл. Москва, 27-30 мая, 2008. С.21-23.

[6] Лавриненко В.А. Применение устройств REG670 и REG650 для эффективной защиты генераторов // Современная техника и технологии. – Ноябрь, 2011. [Электронный ресурс]. URL: http://technology.snauka.ru/2011/11/176

[7] Лавриненко В.А. Чувствительная защита ротора при замыкании в одной точке цепи возбуждения // XXI Науч.-практ. конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем 2012»: сб. докладов. Москва, 29 - 31 мая 2012. С. 112-120.

Контактная информация:
Лавриненко Владимир Алексеевич
Ведущий инженер, канд. техн. наук
ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»
428020, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 1
Моб. тел. 89176655312
Тел.: +7 8352 256162
Факс: +7 8352 560503
E-mail: Vladimir.Lavrinenko@ru.abb.com
http://www.abb.ru

СОВРЕМЕННЫЕ ГАЗОВЫЕ РЕЛЕ БУХГОЛЬЦА ДЛЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

СОЛОМАТЕНКО Р.В. (ООО «МР»)

Бурное развитие электроники и микроэлектроники в 20 веке оказало существенное влияние на многие направления науки и техники по всему миру. Не остались в стороне от данной тенденции и устройства релейной защиты, многие из которых не только изменились внешне, получили удобные пользовательские интерфейсы, усложнились и приобрели черты «черного ящика», но в то же время утратили ряд отличительных особенностей изначально присущих данным устройствам.

Тем не менее, на фоне массового проникновения цифровой и микропроцессорной техники в системы и устройства защиты и автоматики, применяемые в электроэнергетике, некоторые устройства релейной защиты избежали революционных преобразований и продолжили эволюционировать, фактически выделившись в отдельные классы. К числу таких устройств необходимо отнести газовую защиту. Благодаря абсолютной селективностью и высокой чувствительностью, а так же колоссальному опыту, накопленному в электроэнергетики за десятилетия эксплуатации устройств данного класса, газовая защита на протяжении многих лет является основной защитой силовых трансформаторов.

В 20-м веке, по всему миру, в том числе в СССР, а затем и в России, произошла смена нескольких поколений газовых реле. Однако необходимо признать, что декларируемая смена поколений зачастую не означала наличия существенных изменений направленных на повышение эксплуатационной надежности, удобства и срока службы нового оборудования. И до сих пор, применяя некоторые типы газовых реле, эксплуатирующие организации сталкиваются с весьма архаичными устройствами, изготовленными из материалов и компонентов, а так же с применением технологий и конструктивных решений прошлого века, в результате чего они бывают не в состоянии обеспечить соблюдение требований по сокращению объема технического обслуживания и эксплуатационных затрат в течение всего срока службы оборудования.

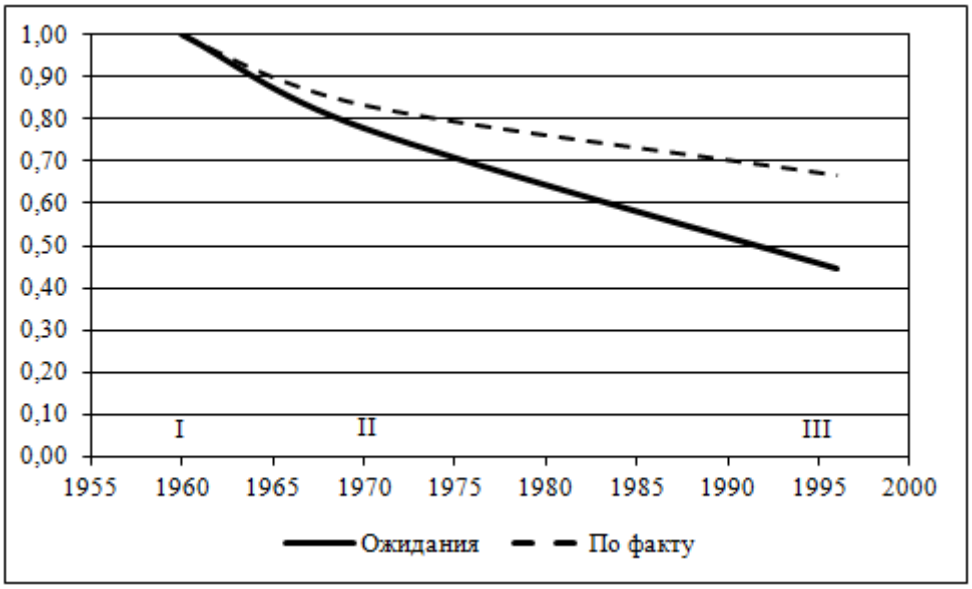


Рис.1. Ожидаемое и фактическое снижение условных затрат на эксплуатацию газовых реле различных поколений

Данное утверждение может быть так же проиллюстрировано на примере объема работ по техническому обслуживанию различных поколений газовых реле, производимых в СССР и в России, предписанного к проведению в течение цикла технического обслуживания газовых реле, согласно [1].

Тип	Год разработки	Предписанный объем работ в течение цикла ТО, этапы
РГЧЗ-66	1966	17
BF-50(80)	1970	14
РГТ-50(80)	1996	8

Критическая масса замечаний и вопросов, возникающих в процессе монтажа, наладки и эксплуатации некоторых известных газовых реле, послужила отправной точкой для проведения специалистами компании Messko GmbH их анализа с целью определения, включают ли их компоненты и их взаимодействия слабые места при работе в ожидаемых эксплуатационных режимах и условиях окружающей среды. В результате проведенного анализа были отмечены некоторые конструктивные особенности наиболее известных газовых реле:

№	Конструктивная особенность	Критерии отбора
1	Большое число винтовых соединений	А) Высокая вероятность самопроизвольного ослабления в результате вибраций и колебаний температуры; Б) Ложные срабатывания и отказы в результате произвольного смещения деталей.
2	Пластиковые элементы	А) Деформация/разрушение в результате комплексного воздействия негативных факторов (высокие температуры, агрессивные среды и т.д.); Б) Ограничение по времени эксплуатации при температуре масла 100°С и более.
3	Герконы, помещенные непосредственно в масло	А) Разрушение колб герконов в результате комплексного воздействия негативных факторов (вибраций, перепады температуры и т.д.); Б) Снижение уровня изоляции электрических цепей и ложные срабатывания в результате попадания масла внутрь колбы герконов; В) Исключена возможность замены герконов на месте, без демонтажа реле после замены герконов; Г) После замены герконов требуется обязательная настройка и проверка реле на специальном стенде; Д) Требуется установка дополнительного блока контроля изоляции.
4	Полые поплавки	А) Деформация/нарушение герметичности в результате комплексного воздействия негативных факторов (высокие температуры, агрессивные среды и т.д.); Б) Ложные срабатывания в результате протекание масла внутрь поплавка и потери плавучести.
5	Низкоуглеродистые стали	А) Повышенный механический износ; Б) Коррозия; В) Самопроизвольная блокировка подвижных частей механизма.
6	Устаревшие технологии производства	А) Низкое качество обработки плоскостей фланцев и корпусов; Б) Сложности при монтаже и наладке; В) Протечки масла.
7	Герметики и компаунды	Снижение ремонтопригодности
8	Устаревшая элементная база	А) Низкая коммутационная способность герконов; Б) Требуется установка дополнительных промежуточных реле В) Низкое сопротивление изоляции
9	Чрезмерная унификация	Невозможность внесение изменений и адаптации в соответствии с условиями эксплуатации и с учетом сложившихся методов технического обслуживания

Результаты проведенного анализ были сравнены с целями и требованиями к надежности, выдвигаемыми к газовым реле крупнейшими мировыми компаниями, эксплуатирующими силовые трансформаторы. Полученные отзывы, указывают на то что, несмотря на фундаментальность физических принципов и логики работы лежащих в основе газовых реле, конструктивные особенности газовых реле различных производителей зачастую вынуждают эксплуатирующие организации сохранять верность морально устаревшим, но, тем не менее, более привычным и предсказуемым устройствам, разработанным около полувека назад.

Полученные результаты, а так же значительный опыт специалистов компании Messko® GmbH в области разработки и производства многих уникальных, широко известных приборов и комплектующих для силовых трансформаторов, не требующих технического обслуживания, таких как: осушители воздуха Messko® MTraB®; манометрические термометры Messko® MT-ST серии Compact; трубчатые указатели уровня масла Messko® ММК позволили специалистам данной компании выработать ключевые критерии эксплуатационной эффективности, а так же основные способы ее достижения, которые были взяты за основу при разработке и производстве современных газовых реле Messko® MSafe® [2].

Критерии эксплуатационной эффективности	**Основные способы достижения эксплуатационной эффективности**
Правильная работа	А) Простота установки и обслуживания Б) Применением элементов технологии самосовмещения В) Применение классических принципов и логики работы
Высокая надежность	А) Применение современных конструкционных материалов Б) Применение элементной базы отвечающей повышенным требованиям по коммутационной способности и изоляции электрических цепей, а так же электромагнитной совместимости В) Внедрение современных методов производства Г) Обеспечение качества механической обработки частей механизмов, включая поверхности фланцев и корпуса
Адаптивность	А) Обеспечение возможность оперативной замены критических элементов на месте установки Б) Обеспечение соответствия условиям эксплуатации и сложившимся методам технического обслуживания В) Наличие возможности выбора дополнительных функций и аксессуаров в зависимости от условий эксплуатации и сложившихся методов технического обслуживания
Гарантированное качество и длительный срок службы	А) 100% входной контроль компонентов и материалов Б) 100% автоматизированный выходной контроль функционирования и герметичности В) Обеспечение высокой ремонтопригодности Г) Наличие локальных сервисных центров и обеспечение технической поддержки в течение всего срока службы оборудования

ЛИТЕРАТУРА

[1] Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ: РД 153-34.0-35.617-2001.- М.: РАО "ЕЭС РОССИИ", 2001.

[2] Инструкция по эксплуатации реле Бухгольца Messko® MSafe®: BA2722549/00 RU/EN, D-61440 Oberursel/Taunus, Messko® GmbH, 2012

Роман Викторович Соломатенко – менеджер по продажам ООО «МР», ответственный за продвижение и техническую поддержку контрольно-измерительных приборов и аксессуаров для силовых трансформаторов производства компании Messko GmbH, Москва, 127473, ул. Краснопролетарская, д.16, стр.3, тел. 8(495) 980-89-67, r.solomatenko@reinhausen.ru, www.reinhausen.com

ПРИМЕНЕНИЕ ПОПЕРЕЧНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

ПОДШИВАЛИН А.Н., ЛЕОНТЬЕВ О.А.
ООО «ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР «БРЕСЛЕР»

ВВЕДЕНИЕ

Поперечные дифференциальные защиты устанавливают на параллельных ветвях сети с возможно более близкими режимами работы. Принцип действия защит основан на сравнении токов этих цепей защищаемого объекта. В нормальных режимах и при внешних повреждениях в параллельных ветвях протекают одинаковые токи, тогда как при внутренних повреждениях условия работы ветвей отличаются, что приводит к срабатыванию защиты.

Защита оказывается удобной для обеспечения быстрого отключения КЗ на одной из двух параллельных цепей линии электропередачи. Типовая схема включения такой защиты на разность токов цепей линии приведена на рис. 1. Защита может располагаться как со стороны питания линии, так и со стороны приемника, обеспечивая более высокую чувствительность по сравнению с другими токовыми защитами (за исключением продольной токовой защиты).

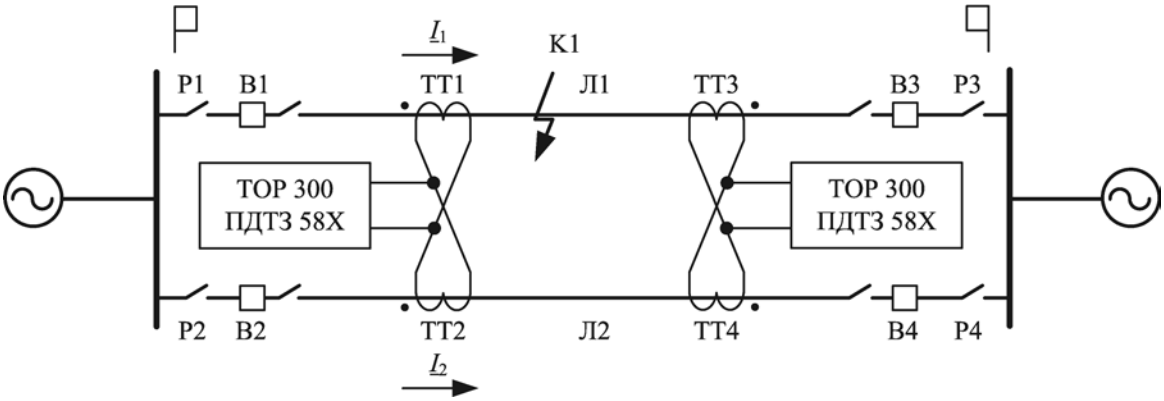


Рис. 1. Схема включения реле на разность токов цепей линии электропередачи

Пусковой орган защиты включен на разность токов одноименных фаз двух цепей линии. Дифференциальный ток одного комплекта

$$\underline{I}_{диф} = \underline{I}_1 - \underline{I}_2 \qquad (1)$$

позволяет сравнивать амплитуду и фазу соответствующих токов.

Для сетей с большими токами замыкания на землю защита может выполняться двухфазными или трехфазными комплектами. При использовании микропроцессорных терминалов предпочтение отдается полносхемному решению. Защита реализует комплекты от замыканий между фазами и комплект от замыканий на землю, выполненный на сравнении токов нулевой последовательности двух цепей. Схема предусматривает автоматический вывод из действия комплекта от междуфазных замыканий при срабатывании пусковых органов комплекта от замыканий на землю [1].

Защита по принципу действия срабатывает только при повреждении на одной из параллельных ветвей, а потому может выполняться без выдержки времени. Замедление защиты может выполняться для согласования с работой выключателей на концах линии, если это согласование невозможно обеспечить схемными решениями. К достоинствам защиты можно отнести высокую устойчивость к внешним КЗ, качаниям и нагрузочным режимам.

СЕЛЕКТИВНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ПОВРЕЖДЕННОЙ ЦЕПИ

В схеме по рис. 1 при КЗ на одной из цепей линии желательно отключение только двух выключателей поврежденной цепи. Поэтому поперечная дифференциальная токовая защита (ПДТЗ) выполняется направленной. При этом измерительный орган направления мощности (ИОНМ) реализует функцию избирательного органа, указывающего поврежденную цепь. На практике

применяется 90-градусная схема включения ИОНМ, которая обеспечивает корректное определение направления на замыкание при всех видах замыканий [1]. Трансформаторы напряжения для питания измерительных цепей защиты установлены на шинах. ИОНМ, включенные на дифференциальный ток (1), обеспечивают более высокую избирательность защиты по сравнению с фазным током одной цепи. При КЗ на первой цепи ИОНМ с подведенным током $\underline{I}_{диф}$ (1) указывает прямое направление, а при КЗ на второй цепи - обратное.

Однако при близких трехфазных коротких замыканиях такой ИОНМ не может корректно выявлять поврежденную цепь. Возникает мертвая зона по напряжению, протяженность которой зависит от соотношения параметров системы и линии. Поэтому в микропроцессорных устройствах он дополняется схемой памяти, которая вводится на начальный момент КЗ и обеспечивает правильную работу ИОНМ. Желательный угол максимальной чувствительности измерительного органа для сетей высокого напряжения находится в диапазоне от 45 до 70 градусов, а потому ИОНМ не требует расчета.

Поскольку селективность отключения поврежденной цепи линии зависит от ИОНМ, то для исключения неправильного действия защиты схема реализует контроль неисправностей в цепях напряжения (БНН). Предусматриваются два режима работы защиты: вывод ПДТЗ из действия при срабатывании БНН или перевод на отключение обеих цепей. Выбор режима определяется оценкой рисков излишнего срабатывания на отключение неповрежденной цепи и замедления отключения при отказе защиты.

ДЕЙСТВИЕ ЗАЩИТЫ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ОДНОЙ ИЗ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ЦЕПЕЙ

По принципу действия ПДТЗ предполагает, что обе цепи линии электропередачи находятся в работе. При отключении любой из цепей необходимо выводить ПДТЗ из действия. В противном случае она превращается в быстродействующую токовую защиту, включенную на фазные токи одной цепи линии и может срабатывать излишне в двух случаях:

1) при внешнем КЗ – неселективное отключение;

2) при значительных токах нагрузки, превосходящих уставку ПДТЗ.

Для решения проблемы в нагрузочных режимах традиционные решения предполагают отстройку уставки ПДТЗ по дифференциальному току от максимального фазного тока нагрузки. Часто это условие оказывается определяющим при выборе уставок и не позволяет обеспечить заданную чувствительность к внутренним КЗ.

Блокировка защиты при внешних КЗ обеспечивается за счет введения в схему реле положения выключателей. Однако такое решение, использованное в электромеханических панелях, не позволяло предотвратить неправильное отключение защиты, если линия отключена только с одного, противоположного конца. При этом пусковые органы принимают токи включенной линии за дифференциальные, и возможно действие ПДТЗ на отключение оставшейся в работе неповрежденной линии. Предусматривался оперативный вывод защиты из действия.

Современные решения позволяют контролировать отключенное состояние цепи и предотвращать нежелательное действие защиты в обоих указанных случаях. Для этого используются следующие информационные параметры. Дифференциальный ток в нормальном режиме работы двух цепей имеет малую (ниже порога чувствительности) величину. Отключение одной цепи сопровождается снижением ее тока и возрастанием дифференциального тока ПДТЗ. При этом возможно снижение (незначительное) или повышение (до двух крат) тока оставшейся в работе цепи. Переход объекта из первого состояние во второе отслеживается микропроцессорным терминалом, который формирует следующие сигналы:

- трехфазное отключение одной цепи линии с одной из сторон;
- однофазный обрыв одной цепи линии.

Эти сигналы используются защитой для блокирования действия ПДТЗ. Пофазный контроль позволяет избежать срабатывания защиты неповрежденной цепи при обрыве фазного провода другой цепи в тех случаях, когда нагрузочный фазный ток оказывается выше уставки срабатывания ПДТЗ. Аналогично исключается действие защиты при обрыве с односторонним замыканием на отключение неповрежденной линии.

Для реализации этой функции ПДТЗ измеряет фазные токи каждой цепи отдельно, а дифференциальный ток формирует расчетным путем. Блокировка срабатывает раньше, чем ПДТЗ может подействовать на отключение, благодаря использованию быстродействующих органов приращений токов. Кроме того, предусматривается сигнализация несоответствия положения выключателя и выявленного состояния отключения одной из линий.

ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ПДТЗ И ОБЛАСТЬ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ

Как и для других дифференциальных защит, ток срабатывания пускового органа ПДТЗ выбирается по условию отстройки от тока небаланса, возникающего в альтернативных режимах внешнего КЗ [2]:

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \qquad (2)$$

где $k_{\text{отс}} = 1{,}25$ – коэффициент отстройки; $I_{\text{нб.расч}}$ – суммарное значение тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I^{(3)}_{\text{к.макс}} / 2 = 2 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}1 \cdot I^{(3)}_{\text{к.макс}} / 2, \qquad (3)$$

где $I^{(3)}_{\text{к.макс}}$ – максимальный ток повреждения, протекающий по двум линиям при трехфазном КЗ на шинах подстанции противоположного конца линии.

Дополнительно выполняется отстройка от максимального тока нагрузки линии $I_{\text{нагр.макс}}$ при обрыве соединительных проводов токовых цепей и при оперативном отключении одной из линий со стороны противоположной подстанции:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{нагр.макс}}, \qquad (4)$$

где $k_{\text{отс}} = 1{,}2$ – коэффициент отстройки; $k_{\text{в}} = 0{,}9$ – коэффициент возврата. Наличие блокировки при отключении одной из цепей линии позволяет не производить отстройку защиты по условию.

Оценим чувствительность такой защиты в различных условиях на примере симметричного трехфазного КЗ. Примем схему, обозначения электрических величин и параметры сети в соответствии с рис. 2. С учетом значений коэффициентов ток срабатывания ПДТЗ

$$I_{\text{с.з}} = 0{,}125 \frac{E/2}{Z_s + Z_A/2}. \qquad (5)$$

Чувствительность защиты оценивается при внутреннем КЗ в точке одинаковой чувствительности комплектов ПДТЗ, установленных на концах линии электропередачи:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{2I_{\text{с.з}}} = 16 \frac{Z_s + Z_A/2}{2Z_s + Z_A} = 8 > 2{,}0. \qquad (6)$$

Из (6) видно, что чувствительность обеспечивается при любых соотношениях сопротивлений систем и линии. Однако для чувствительности защиты важно изменение эквивалентного сопротивления Z_s системы за спиной. В минимальном режиме его значение может оказаться значительно больше того, при котором найден ток $I^{(3)}_{\text{к.макс}}$. Если принять, что сопротивление системы за спиной увеличивается в n раз и становится равным сопротивлению $Z_s \cdot n = Z_r$, то чувствительность по этому условию определяется параметрической зависимостью:

$$k_{\text{ч}} = 16 \frac{Z_s + Z_A/2}{2Z_s \cdot n + Z_A} > 2{,}0. \qquad (7)$$

Отсюда следует, что при $n \leq 4$, что дает сравнительно большой диапазон для вариации мощности систем, чувствительность ПДТЗ удовлетворяет требованиям к основной защите. При усилении требований по сопротивлениям систем и принятии $n = 7$ должно выполняться неравенство $Z_A \geq 2Z_s$, что соответствует ЛЭП длиной 20-50 км и более для сетей 110-220 кВ. Для этих сетей

определяющим могло оказаться условие (4), а потому снятие этого ограничения позволяет выполнять защиту для большинства объектов.

Чувствительность проверяется и в режиме каскадного отключения КЗ у шин противоположной подстанции [1]:

$$k_{\text{ч каск}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{с.з}}} > 1{,}5\,, \qquad (8)$$

Анализ показал, что данное условие выполняется автоматически, если ПДТЗ удовлетворяет требованиям чувствительности по условию (6). Более детальный анализ возможных соотношений параметров системы [1] показывает, что защита может иметь широкое применение в сетях высокого напряжения. Проверка чувствительности по коэффициенту $k_{\text{ч.каск}}$ может быть востребована только в случаях подключения систем большой мощности к обоим концам линии.

Несмотря на обоснованную чувствительность, ПДТЗ предполагает наличие зоны каскадного действия, которая располагается на противоположной стороне линии от рассматриваемого комплекта защиты. При возникновении КЗ в этой зоне комплект не действует из-за недостаточной чувствительности пускового органа. После срабатывания ближайшего к замыканию комплекта ПДТЗ создаются благоприятные условия для отключения удаленным комплектом защиты. Зону каскадного действия принято оценивать по выражению

$$m_{\text{каск}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{I_{\text{к}}}\,, \qquad (9)$$

где $I_{\text{к}}$ – ток в месте короткого замыкания при повреждении на границе зоны каскадного действия, часто принимаемый равным току КЗ на шинах противоположной подстанции. Зона нечувствительности ПДТЗ оказывается тем меньше, чем ниже ток срабатывания защиты. Таким образом, снижение уставки за счет использования дополнительных условий выявления отключенного состояния цепи линии электропередачи критично для применения защиты.

На линиях с односторонним питанием от шин большой мощности зона каскадного действия не превышает 6-10% от длины линии, что следует из (6).

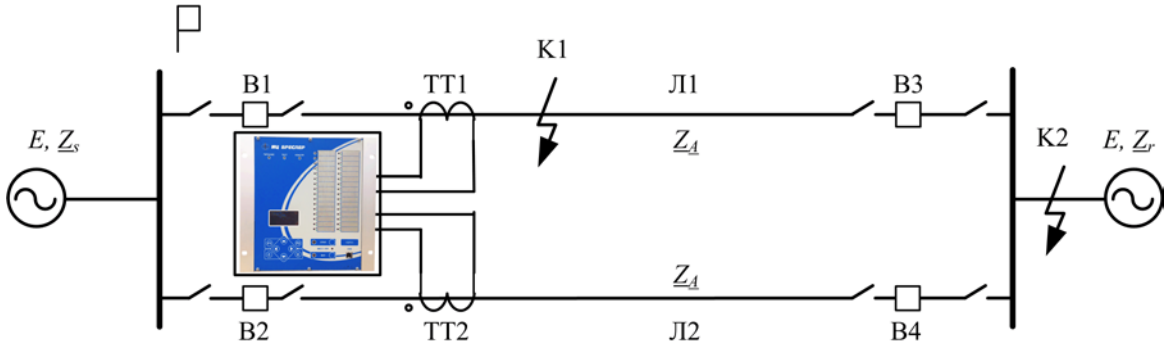


Рис. 2. Расчетная схема для оценки ПДТЗ

ВЫПОЛНЕНИЕ УСТРОЙСТВА ПДТЗ

Микропроцессорное устройство ПДТЗ, включенное на токи обеих цепей линии, способно выполнять дополнительные функции защиты. Так, при выводе из действия поперечной дифференциальной защиты может вводиться ускорение действия направленной максимальной токовой защиты, охватывающей всю линию электропередачи. Защита может включаться на разность токов одноименных фаз параллельных цепей. При отключении одной из цепей она измеряет ток одной из цепей и обеспечивает ее защиту.

Функция УРОВ каждого выключателя может быть выполнена в рамках устройства ПДТЗ. Использование стандартных для микропроцессорной техники высокоточных измерительных органов фазного тока с быстрым временем возврата позволяет выполнить надежное резервирование отказов линейных выключателей.

Защита может дополняться модулями дистанционной и токовой защит. Они выполняют функции резервной защиты при работе двух цепей линии и функции основной защиты при отключении одной из них. Включение ступенчатых защит на расчетный суммарный ток двух линий позволяет повысить их чувствительность.

ВЫВОДЫ

Современные микропроцессорные терминалы РЗА позволяют реализовать быстродействующую защиту двухцепных линий электропередачи с абсолютной селективностью на основе локальных измерений. Поперечная дифференциальная защита дополняет другие виды основных защит, но не заменяет их, так как не охватывает всю линию электропередачи. В микропроцессорных устройствах без существенного усложнения удается избавиться от главных недостатков защиты параллельных цепей - отстройки от нагрузочных токов линии за счет применения надежных решений в области контроля исправности токовых цепей, обрывов проводов и состояния удаленных выключателей по имеющимся информационным признакам этих режимов.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Руководящие указания по релейной защите, вып. 8. Поперечная дифференциальная направленная защита линий 35-220 кВ. – М.: Энергия, 1970. – 56 с.

[2] Дьяков А.Ф. Платонов В.В Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 247 с.

ОБ АВТОРАХ

Подшивалин Андрей Николаевич, к.т.н., заведующий отделом, ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

Леонтьев Олег Александрович, заместитель заведующего отделом, ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ «ЭКРА-СКИ» В СИСТЕМАХ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА ЭНЕРГООБЪЕКТОВ РОССИИ

АЛИМОВ Ю.Н., БЫКОВ К.В., ГАЛКИН И.А., ИВАНОВ А.Б. (ООО НПП «ЭКРА»)

В ООО НПП «ЭКРА» с 2006 года ведутся работы по разработке и внедрению в сети оперативного постоянного тока энергообъектов России (ГЭС, АЭС, ПС и ТЭЦ) системы контроля изоляции, которая позволила автоматизировать процесс контроля изоляции и поиска поврежденных присоединений, при этом не вызвать ложную работ устройств РЗА и ПА. Первый опытный образец системы контроля изоляции «ЭКРА-СКИ» был поставлен в опытную эксплуатацию в 2008 году на ПС «Бугульма -110». В 2009 году произведена первая поставка двух систем «ЭКРА-СКИ» в составе щитов постоянного тока на Калининградскую ТЭЦ-2. В настоящее время установлено около 100 терминалов «ЭКРА-СКИ» и 3000 датчиков дифференциальных токов в сети оперативного постоянного тока трех АЭС, трех ГЭС, четырех ТЭЦ и более 40 ПС ОАО «МРСК», НПК и др. С помощью систем контроля изоляции «ЭКРА-СКИ» был не только автоматизирован контроль изоляции и поиск поврежденных присоединений, но и найдены при внедрении присоединения с поврежденной изоляцией. Внешний вид терминала и датчиков дифференциальных токов «ЭКРА-СКИ» представлен на рисунке 1.

Рис. 1. Внешний вид терминала «ЭКРА-СКИ» и датчиков дифференциальных токов с диаметром окна 25, 40 и 70 мм.

Имеются положительные отзывы с Калининградской ТЭЦ-2, Нижнекамской ГЭС, Северо-Западной ТЭЦ.

Наличие в системе «ЭКРА-СКИ» чувствительных датчиков дифференциальных токов позволило найти ошибки в присоединениях, которые не были найдены при ручном поиске замыканий на землю, а именно – гальваническое объединение по одному или двум полюсам аккумуляторных батарей, секций щита постоянного тока или нескольких нагрузок. Различные варианты объединений между полюсами показаны на рисунках 2 и 3.

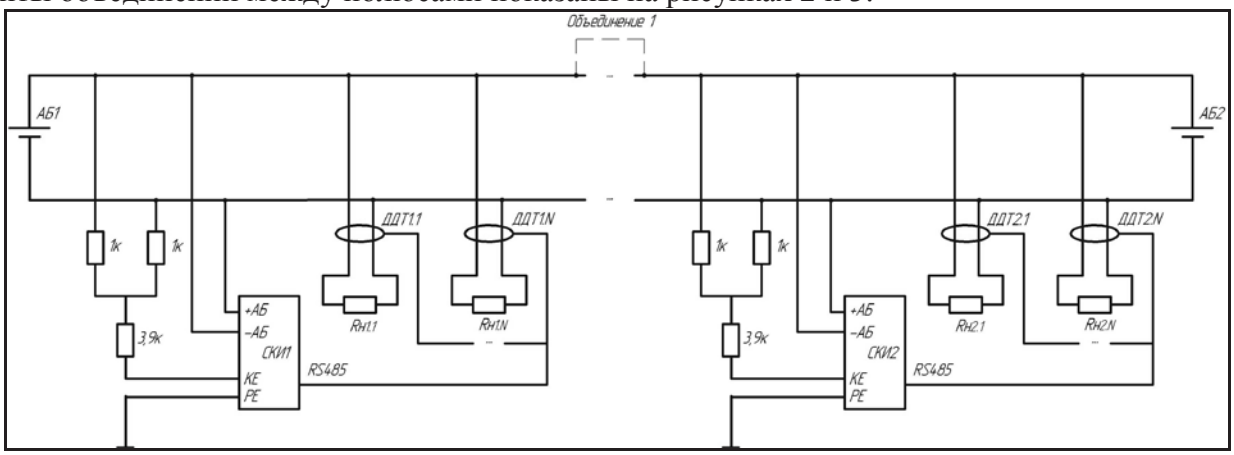


Рис. 2. Упрощенная схема сети оперативного постоянного тока с двумя аккумуляторными батареями и объединении их положительных полюсов

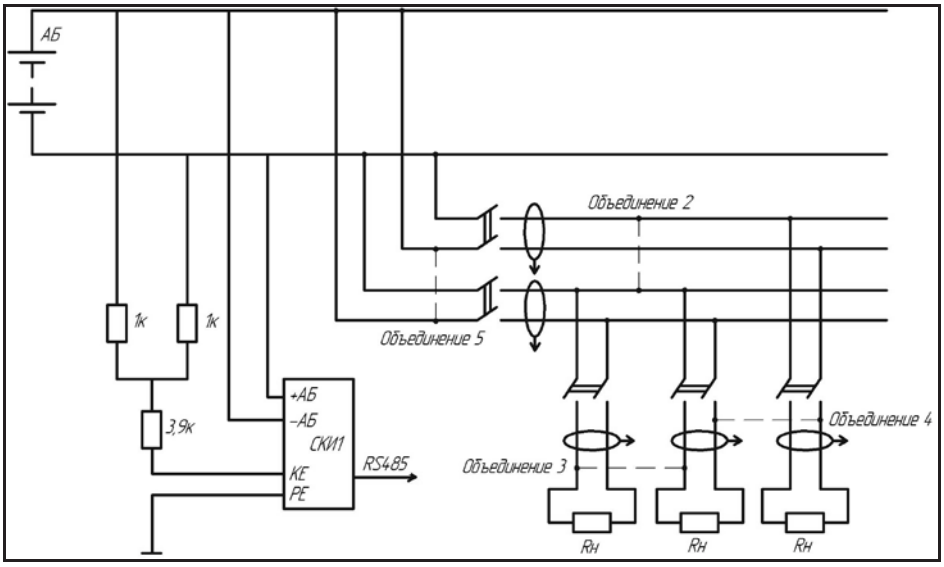


Рис. 3. Упрощенная схема сети оперативного постоянного тока с объединением полюсов между секциями щита постоянного тока и между нагрузками

Такие ошибки в присоединениях приводят к возникновению «кольцевых» токов, не связанных с повреждением изоляции. Типичная осциллограмма дифференциального тока в присоединениях при объединении полюсов нагрузок представлена на рисунке 4.

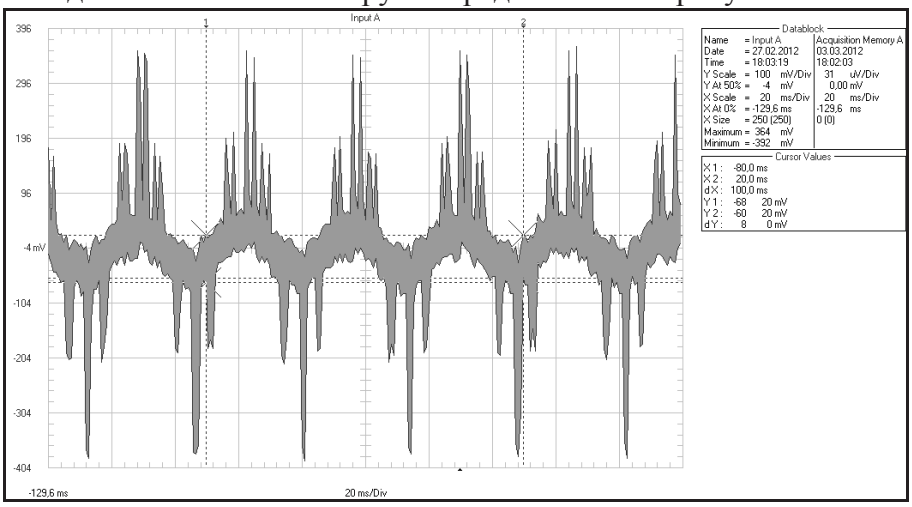


Рис.4. Осциллограмма дифференциального тока в присоединении при объединении полюсов нагрузок

Нахождение мест гальванического объединения является непростой задачей, но требующей решения в соответствии, например, с СТО ОАО «ФСК ЕЭС» «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования», что позволяет снизить вероятность аварий в сети оперативного постоянного тока.

В процессе наладки систем контроля изоляции «ЭКРА-СКИ» на некоторых объектах выявилось наличие в сети оперативного постоянного тока переменных дифференциальных токов в присоединениях. Эти токи связанны с применением некоторых типов тиристорных зарядно-подзарядных устройств с повышенным уровнем пульсации, а также с ошибками при прокладке кабелей в сети оперативного тока, когда положительный токопровод одной нагрузки лежит рядом с отрицательным токопроводом другой нагрузки. При этом форма дифференциального тока в присоединениях имеет переменную составляющую 300 ГЦ, величина которого достигает в импульсе несколько сотен миллиампер. Такой дифференциальный ток не связан с сопротивлением изоляции и может быть определен как помеха. Форма кривой этой помехи и ее величина отличаются от тех, которые регламентированы, например стандартом ОАО «ФСК ЕЭС». Аналогичные выводы даны в работе [1]. Типичная осциллограмма дифференциального тока, связанного с пульсациями зарадно-подзарядных устройств представлена на рисунке 5.

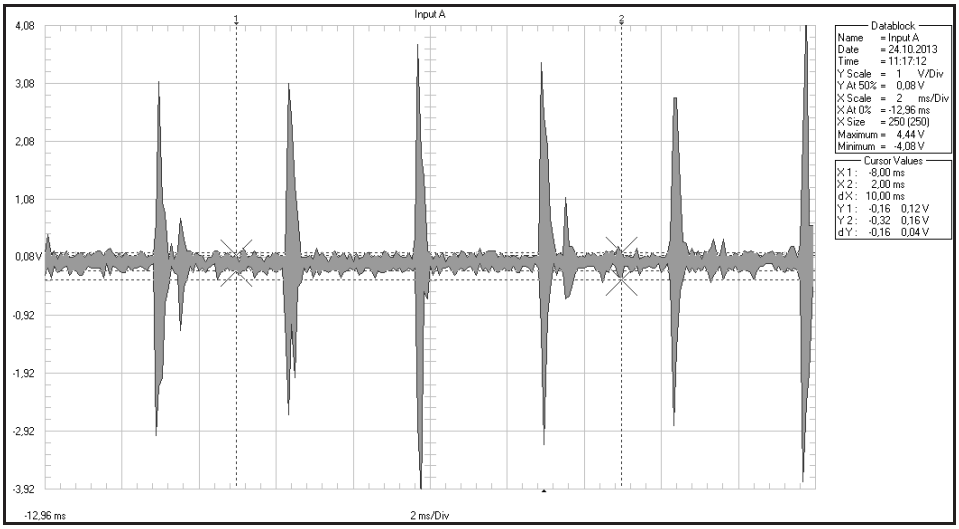


Рис. 5. Осциллограмма дифференциального тока, связанного с пульсациями тиристорных зарядно-подзарядных устройств

Предприятием ООО НПП «ЭКРА» разработаны датчики дифференциальных токов, которые обладают повышенной помехозащищенностью. Однако надо отметить, что это не отменяет необходимость применять в сети оперативного постоянного тока зарядно-подзарядные устройства с низкой пульсацией, а также грамотно прокладывать кабели в каналах.

В 2013 году в ООО НПП «ЭКРА» завершена разработка переносного устройства контроля изоляции работающего совместно с «ЭКРА-СКИ», позволяющего упростить поиск присоединений с поврежденной изоляцией на тех присоединениях, где отсутствуют стационарные дифференциальные датчики. Опытные образцы переносного устройства поиска фидеров с поврежденной изоляцией «ЭКРА-ПКИ» (рисунок 6) переданы в опытную эксплуатацию на Курскую АЭС и Калининградскую ТЭЦ-2.

Рис. 6. Переносное устройство поиска присоединений с поврежденной изоляцией «ЭКРА-ПКИ»

В ходе внедрения «ЭКРА-СКИ» также выявилось, что необходимо иметь несколько типов систем контроля изоляции для различных сетей оперативного тока. Все это требует дальнейшего развития системы контроля изоляции сети оперативного постоянного тока.

Заключение

1. Опыт эксплуатации системы контроля изоляции «ЭКРА-СКИ» показал, что она работает надежно и позволяет найти ошибки в присоединениях, которые не были найдены при ручном поиске поврежденной изоляции сети оперативного постоянного тока

2. Для уменьшения помех в сети оперативного постоянного тока необходимо применять зарядно-подзарядные устройства с низкой пульсацией, а также грамотно прокладывать кабели в каналах сети

3. Анализ типов сети оперативного постоянного тока показал, что требуется разработка новых систем контроля изоляции с учетом особенности сети оперативного постоянного тока

Литература

[1] Силаев Ю.М. Специфические проблемы электромагнитной совместимости в системе оперативного постоянного тока // Релейная защита и автоматизация. 2010, №1 (1). С.29-31.

Информация об авторах

Алимов Юрий Николаевич – кандидат технических наук, заместитель технического директора по релейной защите и автоматике ООО НПП «ЭКРА»

Быков Константин Владимирович – заместитель заведующего отдела НКУ ООО НПП «ЭКРА»

Галкин Игорь Александрович – кандидат технических наук, руководитель группы отдела НКУ ООО НПП «ЭКРА»

Иванов Алексей Борисович – ведущий инженер отдела НКУ ООО НПП «ЭКРА»

АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПРОВЕРКА ПОД НАГРУЗКОЙ – ПУТЬ К ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ФУНКИОНИРОВАНИЯ РЗА

В. В. Балашов, Е.Н. Колобродов, А.А. Быков, Д. С. Рыбин, А.В. Никулин (ОАО «ВНИИР»)

Существенная доля всех отказов устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) обусловлена ошибками эксплуатационного персонала. Для сокращения числа подобных отказов применяется ряд мероприятий, включающий в себя и проверку устройств РЗА под нагрузкой. При этом возможности современных интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) могут быть использованы и для повышения степени автоматизации данных проверок. Это позволит свести к минимуму участие, а, следовательно, и ошибки обслуживающего персонала и наладчиков при подключении к устройствам РЗА цепей тока и напряжения.

1. ТРАДИЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕРКЕ ПОД НАГРУЗКОЙ УСТРОЙСТВ РЗА

Весь срок службы устройств РЗА условно делят на три основных этапа: период приработки, период нормальной эксплуатации и период старения. Исходя из указанной градации, нормативными документами устанавливается определенная периодичность проведения конкретных видов технического обслуживания. В частности, для сети 0,4-35 кВ выделяют [1]:

1) проверку при первом включении (наладка);
2) первый профилактический контроль;
3) профилактический контроль;
4) профилактическое восстановление (ремонт);
5) опробование (тестовый контроль);
6) технический осмотр.

В большинстве случаев в комплексы мероприятий, выполняемых при перечисленных выше видах технического обслуживания, входит раздел проверки устройств РЗА или отдельных их элементов под нагрузкой. При этом указанная операция в общем случае включает следующую последовательность действий [1, 2, 3]:

- проверка исправности и правильности подключения цепей напряжения к измерительным трактам устройств РЗА;
- проверка исправности и правильности подключения токовых цепей к измерительным трактам устройств РЗА, снятие векторной диаграммы;
- имитация аварийных условий и наблюдение за работой проверяемых устройств или отдельных реле (реле направления мощности, реле сопротивлений и др.);
- анализ правильности работы проверяемого устройства или отдельных реле.

На первом и втором этапах производятся измерения фазных и междуфазных напряжений, фазных токов, фазировка цепей напряжения на зажимах проверяемого устройства и снятие векторной диаграммы токов. Выполняются замеры активной и реактивной мощности или определяются их направления. При невозможности или нецелесообразности проведения подобных замеров указанные значения определяются исходя из текущего режима сети. На основе указанных выше данных специалистом, проводящим проверку под нагрузкой, выполняется анализ правильности подключения цепей тока и напряжения к устройству РЗА и оценка их взаимного расположения [2]. При фиксации некорректного подключения аналоговых цепей выполняются работы по устранению выявленных неполадок. Указанные работы сводятся или к изменениию схемы подключения аналоговых цепей, или к изменению уставок в матрице входных аналоговых сигналов [4].

После выполнения проверок исправности и правильности подключения цепей тока и напряжения проводится имитация возникновения аварийных условий для устройств и элементов РЗА, проверяемых под нагрузкой. Для РНМ от междуфазных коротких замыканий (КЗ) данный пункт означает имитацию симметричного трехфазного КЗ. Это достигается путем последовательной подачи на каждое РНМ, к которым подведены соответствующие междуфазные напряжения, всех трех фазных токов. Другой вариант основан на варьировании напряжений при сохранении

неизменными токов, подключенных к соответствующим РНМ. При этом фиксируются срабатывания/несрабатывания испытываемого РНМ. Варьирование токов и напряжений происходит путем физического изменения аналоговых цепей или путем изменений уставок в матрице входных аналоговых сигналов. На основе полученных данных выполняется анализ работы устройства. Данный анализ сводится к построению векторных диаграмм токов и напряжений и определению зон работы и заклинивания проверяемого РНМ.

В случае выявления некорректной работы проверяемого устройства РЗА или реле по итогам выше указанного анализа определяют и устраняют причину неисправности или некорректной работы с последующей повторной проверкой под нагрузкой тестируемого устройства.

Таким образом, проведенный беглый анализ последовательности выполнения проверки под нагрузкой указывает на существенное влияние на процесс его выполнения человеческого фактора. Это выражается в необходимости проводить операции с вторичными цепями устройств РЗА, а также целого ряда расчетов, выполняемых в ручную непосредственно наладчиком. Это приводит к большому объему ошибок и, как следствие, отказов устройств РЗА по вине эксплуатационного персонала. Данная ситуация еще более усугубляется в связи с вымыванием из служб эксплуатации высококвалифицированных специалистов и радикальным усложнением устройств РЗА, реализованных на микропроцессорной элементной базе.

При этом для современных устройств РЗА, реализованные на микропроцессорной (МП) элементной базе, выделяют ряд особенностей, существенно влияющих на последовательность проведения тестирования интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ), а именно:

1) проведение подавляющего большинства выше указанных измерений в рамках ИЭУ;

2) интегрирование целого комплекса функций и алгоритмов в одно ИЭУ;

3) возможность визуализации результатов измерений на дисплее ИЭУ или на АРМ наладчика, подключенного к ИЭУ;

4) радикальное увеличение вычислительных возможностей МП устройств РЗА;

5) наличие самодиагностики, приводящей к снижению вероятности несрабатывания устройств РЗА в связи с неисправностью отдельных элементов самого устройства.

Безусловно, ряд выше означенных особенностей уже учтен в программах тестирования современных ИЭУ. Реализованы режимы тестирования отдельных функций РЗА [4]. Однако большинство подобных тестовых режимов лишь частично адаптированы для проведения проверки под нагрузкой. Персоналу необходимо не только собирать информацию об измеренных значениях по разветвленному меню ИЭУ, но и проводить оценку полученных результатов и выполнять изменения во вторичных цепях. Это указывает на возможность корректировки подходов к проведению тестирования устройств РЗА, реализованных на МП элементной базе, и, в частности, при проведении проверок под нагрузкой.

2. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПРОВЕРКА ПОД НАГРУЗКОЙ

Сущность предлагаемого решения заключается в передаче части действий, проводимых персоналом при проверке под нагрузкой, на уровень ИЭУ. При этом сама проверка под нагрузкой, проводимая для подобных устройств, должна соответствовать всем нормативным документам, которые описывают ее последовательность для соответствующих видов РЗА [1, 2].

Анализ возможностей современных ИЭУ, а также последовательности действий при проверке под нагрузкой выявил ряд перспективных направлений развития тестирования функций РЗА. В части развития проверки под нагрузкой к ним относятся:

1) наглядное представление замеров токов и напряжений, а также состояния проверяемых устройств РЗА в рамках меню проверки под нагрузкой ИЭУ;

2) проведение автоматического анализа исправности и правильности подключения токовых цепей и цепей напряжения с формирование соответствующих рекомендаций;

3) проведение виртуальной проверки устройств РЗА без изменения во вторичных цепях ИЭУ.

При этом объем выполняемых в ИЭУ действий может варьироваться в зависимости от квалификации и желания персонала, проводящего проверку. В связи с этим предложено три

варианта реализации проверки под нагрузкой различных устройств РЗА, реализованных в рамках режима тестирования ИЭУ:

1) ручная проверка;
2) автоматизированная проверка;
3) автоматическая проверка.

Рассмотрим указанные выше три варианта и объем передаваемых в ИЭУ для каждого из этих вариантов функций на примере реализации проверки под нагрузкой РНМ от междуфазных КЗ.

Идеология первого варианта основана на предоставлении персоналу, выполняющему проверку, максимальной свободы в выполнении операций, прописанных в соответствующих инструкциях по проверке РНМ [2]. При этом функции ИЭУ сводятся к предоставлению наглядной информации о величинах векторов токов и напряжений, их текущем взаимном расположении и текущем состоянии РНМ от междуфазных КЗ. Это существенно облегчает работу персонала при проведении подобных проверок. Примером подобного решения служит ИЭУ РИТМ, в котором представлен режим ручной проверки (рис. 1). В указанном режиме на экран терминала выводится как текущая векторная диаграмма токов и напряжений, подаваемых на ИЭУ, так и состояние РНМ от междуфазных КЗ. При этом результаты проверки для текущих значений токов и напряжений могут быть сохранены и преобразованы в отчет.

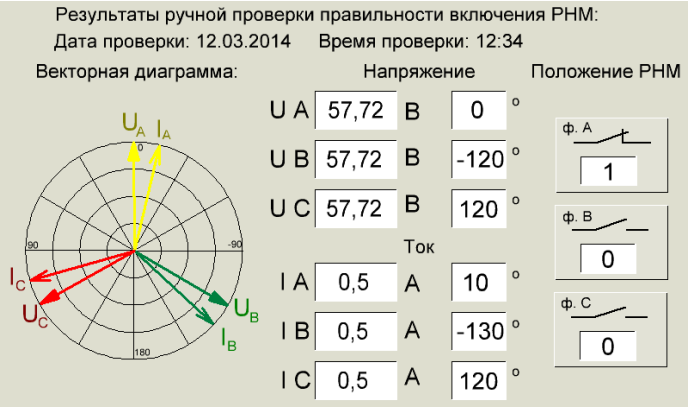


Рис. 1. Экран ручной проверки под нагрузкой РНМ от междуфазных КЗ, реализованный в ИЭУ РИТМ.

Идеология второго решения подразумевает сохранение за персоналом, проводящим проверку под нагрузкой в режиме тестирования функций ИЭУ, определенной свободы в части выполнения переключений во вторичных цепях ИЭУ. Однако, аналитические функции, связанные с первичной оценкой правильности подключения цепей напряжения и тока к ИЭУ, а также решения по требуемым для проверки зон срабатывания РНМ переключениям во вторичных цепях уже передаются на уровень ИЭУ. Это позволяет снять с персонала, осуществляющего подобную проверку, существенный объем расчетов и оценок, выполняемых ранее вручную (рис. 2). При этом только в случае автоматической фиксации корректности подключения аналоговых цепей далее в режиме диалога с ИЭУ происходит непосредственно проверка РНМ (рис. 3).

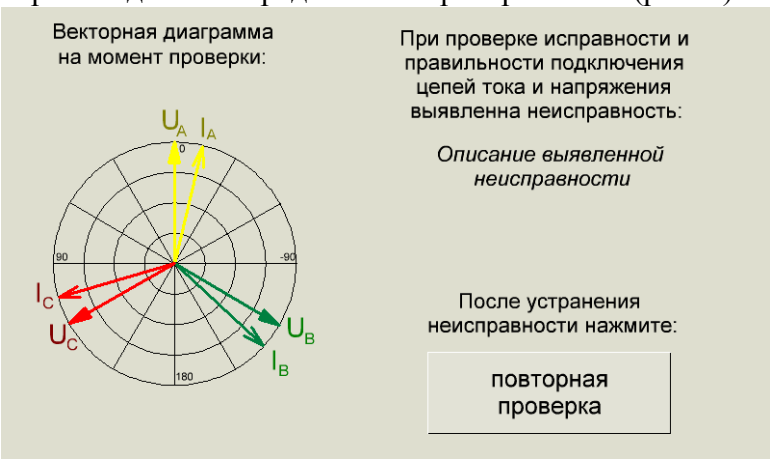
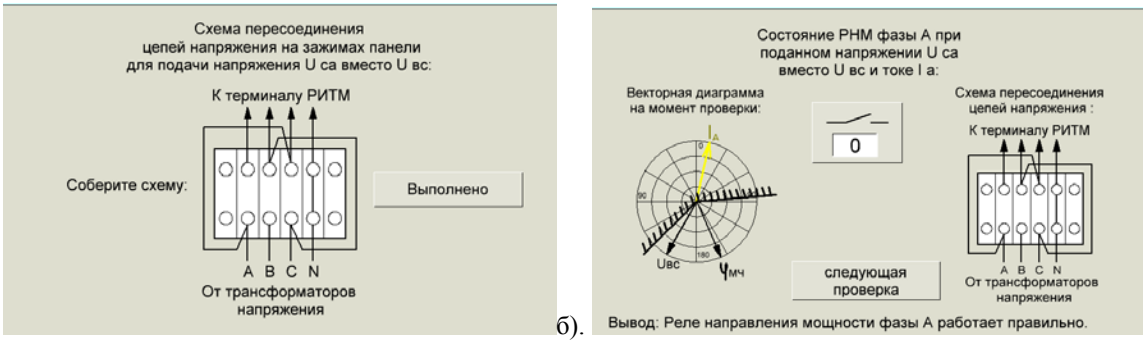


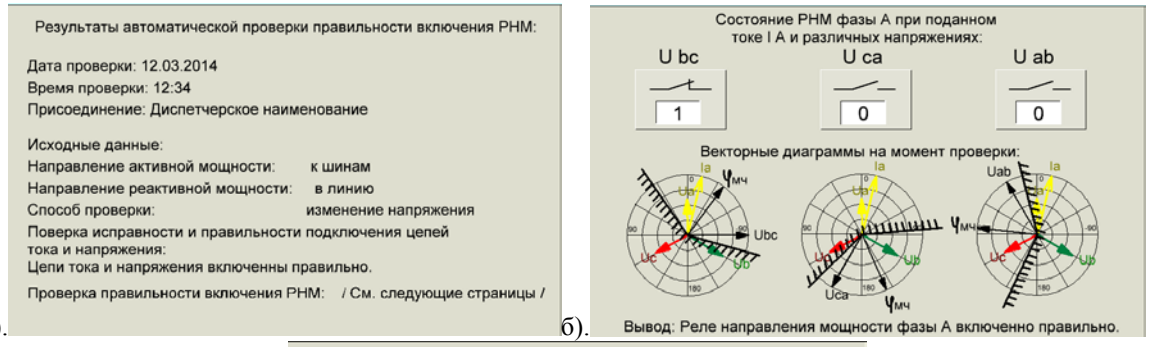
Рис. 2. Вывод информации при фиксации неправильного подключения цепей тока или напряжения



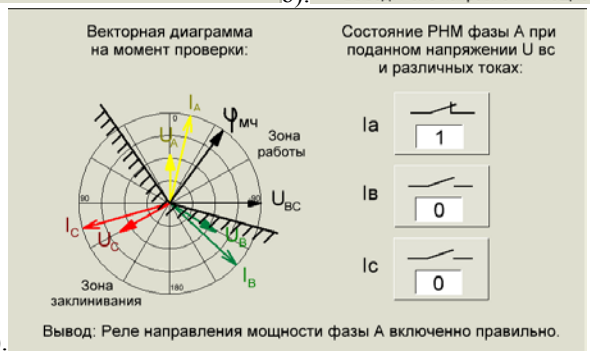
а). б).

Рис. 3.Пример рекомендаций по переключению в цепях фазных напряжений, подключенных к ИЭУ, (а) и визуализация полученного результата для данного подключения цепей напряжения для РНМ, подключенной к току фазы А (б)

Идеология третьего варианта подразумевает полное исключение персонала, проводящего проверку под нагрузкой, из самой процедуры проверки за исключением определения момента начала проверки и задания уставок, необходимых для ее корректного проведения. При этом объем подобных уставок минимален, а их значения должны определяться и при проведении ручной проверки под нагрузкой. Также автоматическая проверка под нагрузкой не подразумевает выполнения каких-либо переключений в токовых цепях и цепях напряжения. Все операции с тестируемыми функциями проводятся автоматически без участия персонала. По итогам автоматической проверки формируется отчет о результатах проверки с рекомендациями по корректировке подключений токовых цепей и цепей напряжения ИЭУ (см. рис. 2). Функции персонала при этом сводятся к фиксированию результатов проведенной проверки, последующему выполнению указанных выше рекомендаций. Далее выполняется повторный запуск данной проверки до момента получения в отчете результата проверки РНМ (рис. 4).



а). б).



в).

Рис. 4. Вид первой (а) и второй страницы отчета для случаев изменения тока (б) или напряжения (в) для РНМ от междуфазных КЗ фазы А

Данный вариант реализации проверки под нагрузкой реализован в одноименном алгоритме (рис. 5). Каждый из блоков, приведенных на упрощенной схеме (см. рис. 5), обеспечивает проведение проверок в соответствии с определенным пунктом инструкции [2].

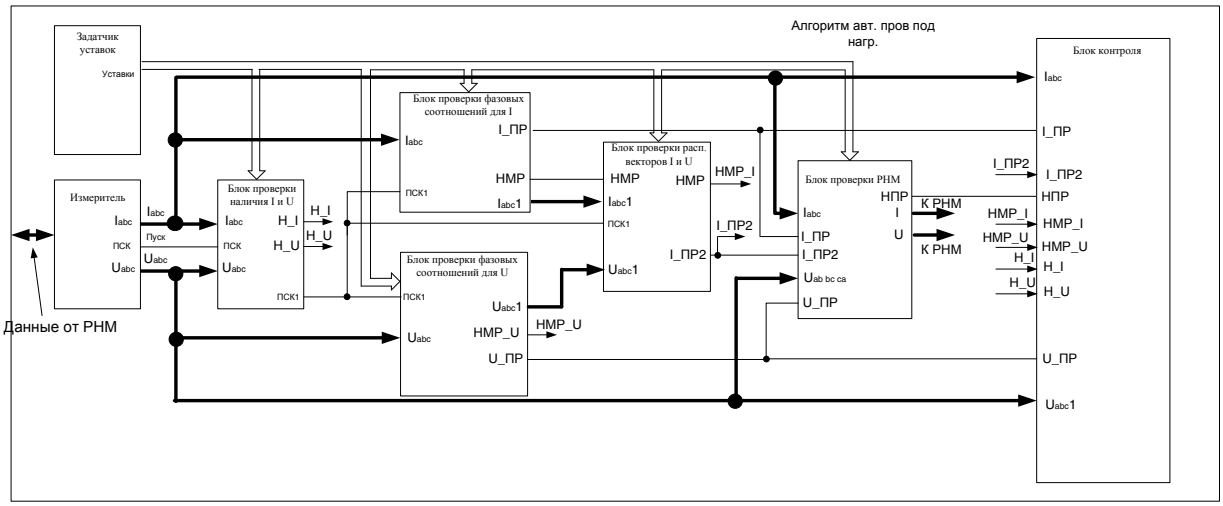


Рис. 5. Упрощенная блок схема алгоритма автоматической проверки под нагрузкой РНМ от междуфазных КЗ

В блоке «Проверка наличия I и U» выполняется оценка наличия токов и напряжений на входе проверяемого ИЭУ. При фиксации неисправности выводится соответствующее информационное сообщение на экран ИЭУ (см. рис. 3).

При успешном прохождении первичной проверки далее в блоках «Проверка фазовых соотношений для I» и «Проверка фазовых соотношений для U» по соответствующим расчетным критериям осуществляется симметрирование векторов токов и напряжений. В рамках симметрирования напряжений предполагается, что вектор напряжения фазы А априорно задан корректно. При этом допустимо, чтобы нагрузка была в определенном диапазоне несимметричной.

Далее в блоке «Проверка расположения векторов I и U» происходит сравнение векторов токов и напряжений по условию нахождения вектора первичного тока в заданном квадранте, определяемом по направлению активной и реактивной мощности, а также по условию соответствия (прямого или обратного) между вторичными и первичными фазными токами. По итогам работы блока происходит формирование рекомендаций по корректировке схемы подключения вторичных цепей ТТ к ИЭУ (см. рис. 2).

После корректировки вторичных соединений ТТ и ТН запускается повторная проверка. При подтверждении корректности выполненных подключений измеренные значения напряжений и токов передаются в блок «Проверка РНМ». В указанном блоке в зависимости от уставки, задаваемой персоналом, происходит автоматическое формирование определенных последовательностей сигналов, передаваемых на РНМ и прием данных о работе самого РНМ. По итогам проведенной проверки выполняется визуализация полученных результатов.

Таким образом, очевидно, что предлагаемый вариант реализации проверки под нагрузкой функций и алгоритмов РЗА, проводимой в режиме тестирования ИЭУ, позволяет сократить влияние человеческого фактора с одновременным снижением требований к уровню эксплуатационного персонала. Также уменьшается время, затрачиваемое на проведение подобных проверок. Все это позволит снизить вероятность отказов устройств РЗА, реализованных в рамках ИЭУ.

3. ПРОВЕДЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для представленного выше алгоритма автоматической проверки под нагрузкой, реализованного в рамках тестирования ИЭУ РИТМ, проведены исследования его работы. Испытания проводились на моделях, реализованных в программах MATLAB, PSCAD и на программно-аппаратном комплексе RTDS.

Предметом исследования являлись проверка корректного взаимодействия отдельных блоков алгоритма, а также определение граничного диапазона его работы при подключении к ИЭУ трех или двух токов. Рассматривались следующие виды неисправности во вторичных аналоговых цепях:

1) перепутана полярность одной или двух обмоток ТН;
2) перепутана полярность одной или двух обмоток ТТ;
3) перепутана маркировка фаз обмоток ТН;

4) перепутана маркировка фаз обмоток ТТ;
5) перепутана маркировка фаз обмоток ТН и их полярность;
6) перепутана маркировка фаз обмоток ТТ и их полярность.

По каждому пункту выполнены серии испытаний с различными уровнями несимметрии в фазах. Полученные результаты указывают, что предлагаемый алгоритм автоматической проверки под нагрузкой обеспечивает корректное определение возникающих во вторичных цепях неисправностей при величине тока обратной последовательности на уровне 12-15% относительно прямой последовательности и угле между током и напряжением соответствующей фазы, находящемся в диапазонах (1) или (2).

$$-60^0 \le \varphi_U - \varphi_I \le 60^0, \quad (1)$$

$$120^0 \le \varphi_U - \varphi_I \le 240^0, \quad (2)$$

где φ_U и φ_I - углы векторов напряжений и токов соответствующих фаз.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1). Предложено расширить функциональные возможности ИЭУ в режиме тестирования отдельных функций РЗА путем реализации автоматической проверки под нагрузкой. Это обеспечит повышение надежности работы устройств РЗА за счет сокращения влияния человеческого фактора с одновременным снижением требований к уровню эксплуатационного персонала и ко времени, затрачиваемому на проведение подобных проверок.

2) Осуществлена разработка алгоритма автоматической проверки под нагрузкой РНМ от междуфазных КЗ, примененного в режиме тестирования функций РЗА ИЭУ РИТМ. Алгоритм основан на проверке уровней и фаз токов и напряжений с последующей оценкой работы РНМ от междуфазного КЗ.

3) Проведены исследования разработанного алгоритма на моделях, реализованных в программах MATLAB, PSCAD и на программно-аппаратном комплексе RTDS. Результаты исследований подтвердили адекватность и достоверность реализованных моделей и работоспособность предложенного алгоритма в широком диапазоне режимов.

ЛИТЕРАТУРА

[1] РД 153-34.3-35.613-00 «Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4-35 кВ». 3-е изд., переработанное и дополненное, ОРГРЭС, Москва, 2000 г.

[2] Н.В. Виноградов, В.А. Семенов, Н.Ф. Шибенко «Инструкция по проверке правильности включения реле направления мощности». Изд. «Энергия», Ленинград ,1966 г.

[3] Ф.Д. Кузнецов, А.К. Белотелов «Техническое обслуживание релейной защиты и автоматики электростанций и электрических сетей. Часть 2. Реле дифференциальных, направленных и фильтровых защит». Издательство НЦ ЭНАС, Москва, 2000 г.

[4] Line distance protection REL670. Installation and commissioning manual. 1MRK 506 314 – UEN, ABB, December 2012.

Колобродов Евгений Николаевич окончил «Московский Энергетический институт (Технический университет)» в 2009 г. С 2009 по 2012 гг. аспирант Московского Энергетического института (Национального исследовательского университета), факультет ИЭЭ, кафедра РЗиА. В 2013 году защитил диссертацию на тему «Совершенствование управления и защиты воздушных линий электропередачи с устройством продольной компенсации» в НИУ МЭИ. Руководитель группы разработки алгоритмов и моделирования деп. ИТС ОАО «ВНИИР».

Никулин Андрей Владимирович окончил в 2009 году ГОУ СПО "Московский Технический Колледж" по специальности "Радиоаппаратостроение". В 2013 году закончил бакалавриат и поступил в магистратуру НИУ "МЭИ", институт "Электроэнергетики", кафедра РЗиА. Инженер 3 категории группы разработки алгоритмов и моделирования департамента ИТС ОАО "ВНИИР".

Быков Александр Александрович окончил Балтийский военно-морской институт имени Ф.Ф. Ушакова в 2002 году (автоматизированные системы управления морской техникой). С 01.2009 по 06.2013 инженер 1 категории лаборатории РЗиА ОАО «Янтарьэнерго» г. Калининград. 06.2013 по н.в. ведущий инженер РЗА группы разработки устройств ОАО «ВНИИР».

Рыбин Дмитрий Сергеевич окончил Московский Энергетический институт (Технический университет)в 2013 г. Инженер Монтажно-наладочного управления ОАО "ВНИИР"

ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИАГНОСТИКИ СЛОЖНЫХ СИСТЕМ РЗА

Зайцев Б.С., Александров Н.М. (Россия, Чебоксары, ООО НПП «Динамика»)

ВВЕДЕНИЕ

Вопросы повышения эффективности диагностики сложных систем РЗА с целью сокращения времени проверок и максимального увеличения объема тестирования встроенных функций требуют тщательного рассмотрения и обсуждения, как со стороны производителей данных систем, так и эксплуатирующих организаций.

В качестве решения предлагается рассмотреть возможность унификации и стандартизации соответствующих свойств и функций РЗА, особенно это важно для логических функций, что в результате позволит разработать общие алгоритмы проверки устройств разных производителей, создать форматы файлов описания защиты, в том числе ее логической части.

Помимо этого, в нормативных документах должны быть отражены минимально необходимый объем проверок в течение всего жизненного цикла устройств и методика выполнения данных проверок.

Все это позволит определить требования к диагностической аппаратуре.

На сегодняшний день не принято решение по вопросу проверок микропроцессорных терминалов. В «Правилах технического обслуживания устройств релейной защиты электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации подстанций 110-750 кВ». СТО 153-34.0-35.617-2012.[1] по данному вопросу практически нет информации.

В данном докладе предлагается рассмотреть вышеописанные вопросы.

1. ОБЪЕМ ИСПЫТАНИЙ

Превращать наладку устройств РЗА в квалификационные испытания не имеет смысла. Неисправности аппаратной части легко обнаруживаются простыми методами, а попытка выявить недоработки в программе терминала обречена на провал. Дело в том что, для этого необходимо довольно сложное стационарное оборудование типа RTDS, высококвалифицированные кадры и большой объем времени, так как комбинаций возможных режимов очень много. Этим вопросом должны заниматься разработчики и исследователи, а наладчикам необходимо проверять, что терминал исправен, и уставки заданы верно.

2. ПРОВЕРКА ИСПРАВНОСТИ ТЕРМИНАЛА

Для того чтобы убедиться, что терминал работает исправно, достаточно удостовериться, что аналоговые величины измеряются, а дискретные сигналы принимаются и передаются. Для этих проверок в терминалах предусмотрена встроенная функция «ТЕСТ». Кроме того, при проверке уставок программа защиты проверяется практически полностью. Сервисные функции проверяются при подключении терминала к АСУ.

3. ПРОВЕРКА УСТАВОК

Количество уставок в устройствах РЗА достаточно велико, что приводит к значительному увеличению объема проверок. Обычно необходимо проверять каждую уставку, и это занимает большой объем времени. В то же время можно проверить их работу в комплексе путем задания нескольких тестов и, в зависимости от реакции терминала, оценить их состояние. Этот подход к диагностике занимает гораздо меньше времени, а также дает возможность тестировать работу терминала в условиях, близких к реальным, и проверять весь алгоритм защиты.

Одним из требований эксплуатационного персонала к разработчикам программного обеспечения является автоматическое считывание уставок и настроек проверяемого терминала. При этом непонятно, что конкретно и с чем необходимо сравнивать. Очевидно, если считать уставки с

терминала и затем по ним же его проверить, то результаты совпадут на 100%. Опыт эксплуатации это подтверждает. В связи с этим данное требование становится бессмысленным.

В то же время если сравнивать уставки в терминале с уставками в карте уставок то, тут все не так однозначно. Бывает, что часть параметров просто не описана либо задана в режиме по умолчанию, либо необходимо задать при наладке на месте. Также бывает, что в терминалах задана логика, которую проектировщики и расчетчики не в силах понять, и ее параметры отсутствуют в карте уставок. Таким образом, уже на этапе ввода параметров в программу можно оценить, все ли параметры заданы, и в случае недостающих, разобраться, какие необходимо задавать.

Наряду с этим необходимо автоматизировать все процессы, связанные с тестированием. Желательно уменьшить оборот документов на бумажных носителях, а получив их в электронном виде, необходимо ввести их в программу проверки. Однако для этого требуется единый формат описания уставок и конфигурации защиты, понятный для компьютеров.

4. ПРОГРАММИРУЕМАЯ ЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Данный вопрос уже неоднократно поднимался. В очередной раз предлагается навести порядок и ввести определенный уровень унификации. В противном случае при свободно программируемой логике в будущем будет такое ее разнообразие, что это приведет не только к сложности проверки, но и к возможной несогласованности работы терминалов между собой. Наше предприятие уже сталкивалось с тем, что производитель в некоторых случаях не имеет информации об использовании их устройства конечными пользователями. О каких автоматических проверках в этом случае может идти речь, остается непонятным. Считать данную информацию из программируемых логических интегральных схем (ПЛИС) терминала, конвертировать ее в понятное описание логики, провести ее анализ и разработать тесты для ее проверки – задача практически невозможная из-за особенностей самой ПЛИС. Для этого требуется внешний файл описания логической части РЗА, желательно, в электронном виде.

Многие вопросы, связанные со стандартизацией и унификацией в энергетике, вызывают проблемы в их решении. Но этот вопрос настолько серьезный, что если его не решать сейчас, то в будущем это замедлит развитие современной релейной защиты.

В качестве примера рассмотрим стандарт МЭК 61850. Что нас ожидает? Планируется внедрение универсальных вычислительных модулей и загружаемых в них программ РЗА. При этом производители аппаратной и программной частей могут быть разными. Это позволит значительно снизить стоимость оборудования и упростить его эксплуатацию. Однако если процесс по стандартизации и унификации не начнется сейчас, то в будущем мы снова не сможем получить универсальные модульные системы РЗА, поскольку каждый производитель будет внедрять собственные алгоритмы защиты, что скажется на возможности совместной работы устройств различных производителей.

Наше предприятие, как производитель тестового оборудования, будет вынуждено продолжать создавать проверочные программы для конкретного производителя. Это не только трудоемко, но и создает определенные неудобства для эксплуатационного персонала. Намного целесообразнее разрабатывать универсальные программы, которые позволят повысить удобство при эксплуатации.

Однако для этого необходимо определить конкретные правила и требования к тестированию устройств РЗиА. Только в данном случае станет возможным разработать универсальный продукт для их диагностики.

Данные требования можно разделить на проверку аппаратной части, защитных и сервисных функций устройств РЗиА:

1. Аппаратная часть у терминалов практически одинаковая, следовательно, необходимо унифицировать порядок проверки.

2. Сервисные функции терминалов одинаковы, и для их проверки необходим канал связи и внешняя программа.

3. Защитные функции зависят от назначения терминала и объекта защиты. В этой части желательно провести классификацию и систематизировать требования, чтобы терминалы разных

производителей (например, «Сименс», «Экра» или «ABB») выполняя одни те же задачи, имели одинаковые объемы проверок и протоколы.

Все это позволит выполнять проверки любых систем РЗиА с минимальными временными и трудовыми затратами.

ВЫВОДЫ

Подводя итог вышесказанному, следует отметить, что отсутствие определённых правил ограничивает развитие проверочного оборудования, в частности программного обеспечения в области автоматизации самого процесса диагностики.

Необходимо общими усилиями разработать единые требования и внедрять унифицированные форматы для цифровых данных.

Типовые проекты должны преобладать. Допускается, что они будут иметь определенные ограничения или избыточность, но они должны быть согласованы и утверждены.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Зайцев Борис Сергеевич – Заместитель директора по инжинирингу ООО «НПП «Динамика», г. Чебоксары.

Александров Николай Михайлович – Заместитель Главного инженера по техническому развитию ООО «НПП «Динамика», г. Чебоксары.

КОМПЛЕКСНОЕ ТЕСТИРОВАНИЕ СИСТЕМ РЗИА, ВКЛЮЧАЮЩИХ КАК УСТРОЙСТВА ТРАДИЦИОННОГО ТИПА, ТАК И С ПОДДЕРЖКОЙ СТАНДАРТА МЭК 61850

Петров С.В. (НПП «Динамика» г. Чебоксары)

ВВЕДЕНИЕ

Цифровые технологии в электроэнергетике в настоящее время развиваются стремительными темпами и постепенно сменяют традиционные устройства. Электроэнергетика является одной из важнейших отраслей народного хозяйства, вследствие чего, на оборудование и персонал возлагается огромная ответственность за бесперебойную поставку электроэнергии потребителю. Поэтому переход на новые технологии выполняется после тщательной и всесторонней проверки, множества обкаток и доработок. Именно так и происходит с уже ставшим всем известным стандартом МЭК 61850.

В последнее время стандарту МЭК-61850 уделяется пристальное внимание со стороны специалистов разных областей. По сравнению с традиционными технологиями данный стандарт имеет множество преимуществ. Однако с преимуществами он несет в себе и ряд определенных сложностей. Несмотря на достаточно высокий уровень его изучения, множество проводимых конференций и подготовленных докладов, посвященных как теории, так и практическому применению стандарта, уровень его внедрения на реальные объекты энергосистемы достаточно невысок. В России запущено несколько пилотных объектов, работающих по новому стандарту, однако, кроме этих проектов дальнейшего внедрения не происходит. В то время как наши заграничные коллеги отчитываются о блестящем внедрении и работе стандарта МЭК 61850 в странах третьего мира.

НПП «Динамика», являясь более двадцати лет ведущим отечественным производителем испытательных устройств для проверки систем РЗиА и первичного оборудования, не могло оставить без внимания стандарт МЭК 61850. Так, был разработан прибор РЕТОМ-61850 с поддержкой нового стандарта.

В приборах серии РЕТОМ реализована возможность проведения полноценных испытаний отдельных устройств, а также систем, включающих в себя как устройства традиционного типа, так и устройства с поддержкой стандарта МЭК 61850. Однако на практике при реальных испытаниях возникают определенные сложности.

Диагностика устройств РЗиА с поддержкой стандарта МЭК-61850 по своим методикам не отличается от испытаний традиционных устройств РЗиА, однако имеет определенные особенности. Прежде всего, это необходимость разделения на шину процесса и станционную шину. Чем продиктована эта необходимость? При работе с мгновенными значениями тока и напряжения (редакция 9-2LE) возникает достаточно большая нагрузка на сеть и сетевое оборудование. Один SV-поток (80 выборок на период) загружает сеть на 5 Мб/с, а, если используются потоки для контроля качества токов и напряжений (256 выборок на период), то такой поток загрузит сеть на 15 Мб/с. При испытаниях может быть использовано до 2-4 SV-потоков, что нагружает сеть до 10-20 Мб/с. Как показывает практика, многие устройства РЗиА не в состоянии воспринимать и обрабатывать такой поток информации, вследствие чего они «зависают» и перестают выполнять свои функции из-за потери горизонтальной коммуникации – GOOSE-сообщений. Простейшее и эффективное разрешение этой проблемы – разделение потоков мгновенных значений и горизонтальных коммуникаций. Однако это накладывает некоторые трудности на практике и предъявляет определенные требования к устройствам РЗиА. Также необходимо учитывать, что при смешивании потоков мгновенных значений с управляющими коммуникациями возможны серьезные перебои в работе приборов и устройств.

Следующая особенность – это синхронизация. Поскольку на сегодняшний день отсутствуют общие регламентированные требования к синхронизации, разные производители используют в своих устройствах разные протоколы синхронизации. Зачастую для синхронизации всех устройств

необходимо использовать множество дополнительного оборудования, что, разумеется, усложняет ввод в эксплуатацию и повышает стоимость производства конечного объекта.

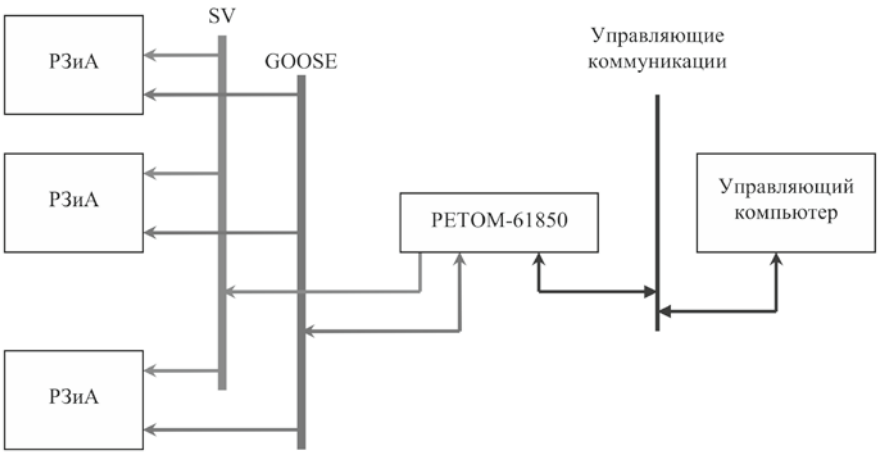


Рис. 1. Испытания устройств РЗиА с поддержкой стандарта МЭК-61850.

ИСПЫТАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗИА С ПОДДЕРЖКОЙ СТАНДАРТА МЭК-61850, РАБОТАЮЩИХ СОВМЕСТНО С ТРАДИЦИОННЫМИ УСТРОЙСТВАМИ РЗИА

При таких испытаниях систем РЗиА, включающих как устройства традиционного типа, так и с поддержкой стандарта МЭК 61850, необходимо учитывать формат представления управляющих сигналов. Одни устройства принимают GOOSE-сообщения, другие – работают с физическими контактами. Следовательно, проверочное устройство должно передавать и принимать как GOOSE-коммуникации, так и реальные физические контакты. Помимо этого, необходимо воспроизводить значения токов и напряжений, в этом случае также не все устройства РЗиА работают с потоками мгновенных значений – SV-потоками. Для этого необходимо устройство, выдающее аналоговые значения токов и напряжений. НПП «Динамика» предлагает использовать комплекс РЕТОМ-61(51) совместно с прибором РЕТОМ-61850. Управление работающих в паре приборов осуществляется с помощью единой программы с параллельной выдачей заданных значений токов и напряжений, как в аналоговом виде, так и в цифровом. Любой из приборов, работающих в связке, имеет возможность принимать или выдавать управляющие сигналы в заданной форме – GOOSE-сообщения или физические контакты. Также прибор РЕТОМ-61850 имеет низкоуровневые выходы и может работать на усилитель, выдавая заданные цифровые значения в аналоговом виде.

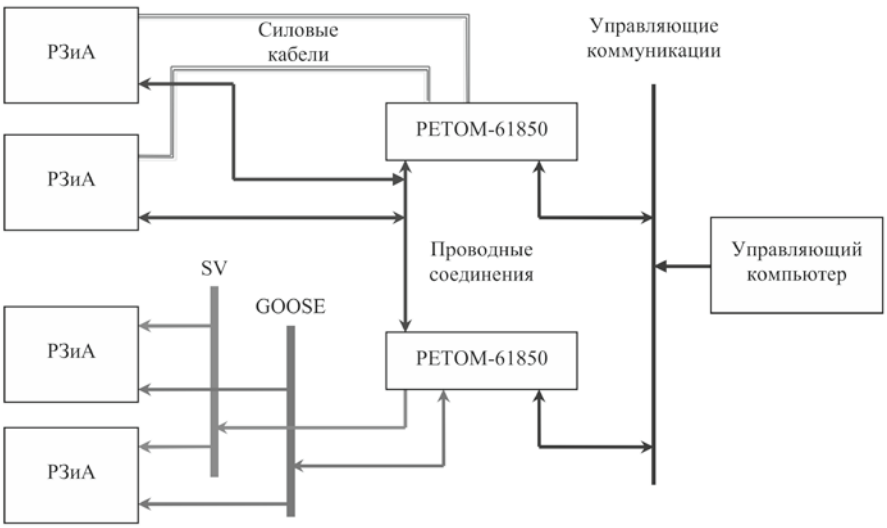


Рис. 2. Совместная работа приборов РЕТОМ-61850 и РЕТОМ-61.

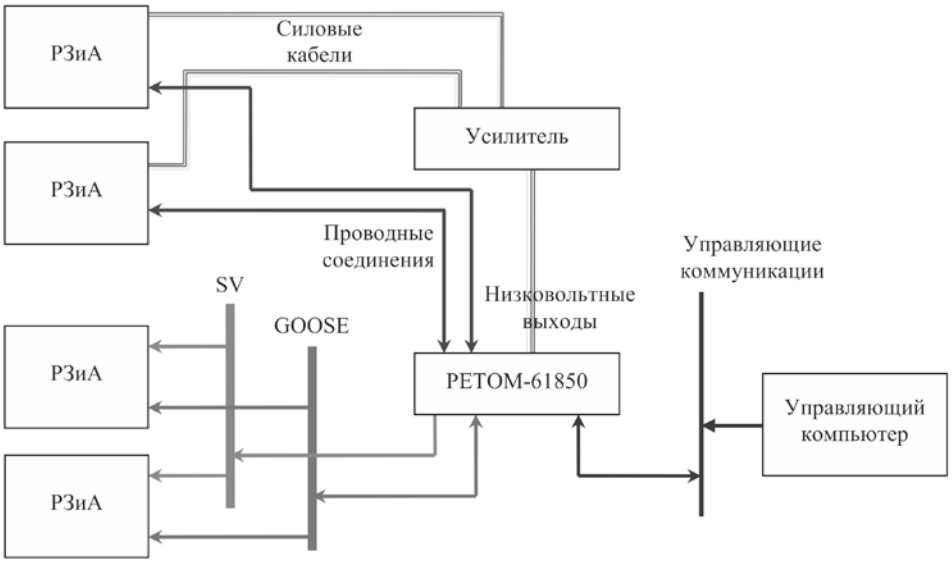


Рис. 3. Совместная работа прибора РЕТОМ-61850 и усилителя.

ИСПЫТАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗИА С ПОДДЕРЖКОЙ СТАНДАРТА МЭК-61850

Программно-аппаратный комплекс, разработанный НПП «Динамика», позволяет проверять устройства без изменения существующих методик испытаний. Однако здесь также необходимо учитывать определенные тонкости. Необходимо разделять потоки мгновенных значений токов и напряжений (SV-потоки) от GOOSE-сообщений и от управляющих коммуникаций. Особое внимание следует уделять именно SV-потокам, поскольку один поток забивает канал передачи данных до 5 Мб/с (80 выборок на период) и до 15 Мб/с (256 выборок на период). При передаче большого объема данных обычное сетевое оборудование не успевает справиться с нахлынувшим потоком данных, вследствие чего сеть перестает функционировать, что может привести к определенным проблемам. Для исключения таких ситуаций применяются промышленные свитчи, способные обработать требуемый поток данных, а также разделить сетевые потоки по виртуальным локальным сетям. Здесь кроются «подводные камни», например, какое-либо устройство выдает SV-поток или GOOSE-сообщения в сеть, но адресат может не получить их ввиду ошибочной настройки коммутатора либо отсутствия его настроек.

Стандарт МЭК-61850 уже достаточно длительное время обсуждается на различных форумах, коллоквиумах, симпозиумах, ему посвящен ряд статей и заметок, он имеет практические реализации, как пилотные, так и реально работающие объекты. Но, несмотря на все это, до сих пор существуют разночтения и различные интерпретации стандарта у разных производителей устройств РЗиА. Это приводит порой к невозможности совместной работы устройств, имеющих аккредитацию по стандарту МЭК-61850, а также усложняет пуско-наладочные работы объектов, их проверку и испытания. Программное обеспечение многих устройств не прошло должной отладки и проверки, вследствие чего устройства могут работать ошибочно.

Синхронизация является одним из важнейших аспектов работы устройств РЗиА с поддержкой стандарта МЭК-61850. Однако каждый производитель реализует свое решение, не всегда в силу различных причин применимое на практике, что создает дополнительные трудности.

ВЫВОДЫ

Стандарт МЭК-61850, созданный для организации быстрого и надежного обмена информацией между различными устройствами РЗиА, уменьшения кабельных линий и упрощения процесса монтажа, породил и ряд сложностей. С его внедрением повышаются требования к процессу проектирования подстанций, к обслуживающему персоналу и оборудованию, работающему на подстанции (как к устройствам РЗиА, так и сетевому). Также все актуальнее становится вопрос кибербезопасности. Уже появляются в открытом доступе методы подмены SV-потоков и GOOSE-коммуникаций, все большее число людей осваивает новые технологии и возможности их использования в своих личных целях. Это требует необходимости доработки стандарта с учетом сегодняшних реалий в плане сетевой безопасности.

Для производителей проверочного оборудования становится очевидным, что к устройствам предъявляются новые требования, которые необходимо учитывать с целью проведения комплексной диагностики. Возникает необходимость в новых функциональных возможностях испытательных приборов. Для проведения полноценных испытаний устройств РЗиА необходимо вводить методики по проверке на соответствие стандарту МЭК-61850, проверку сетевых возможностей устройств РЗиА, поведения устройств РЗиА в различных ситуациях на подстанции, например, таких как сетевой шторм. Современному проверочному оборудованию необходим функционал по мониторингу и анализу сети, что значительно облегчит пуско-наладочные работы.

ЛИТЕРАТУРА.

[1] Материалы XX конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2010».

[2] Материалы XXI конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2010».

[3] Материалы Международной научно-технической конференции «IGRE 2013».

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Петров Сергей Викторович – инженер-программист ООО «НПП «Динамика», г. Чебоксары.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РЕГИСТРАТОРОВ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Глезеров С.Н.,Ундольский А.А., (ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»)

Аннотация: описан пример построения системы мониторинга технологических нарушений на энергообъектах Саратовских РС МРСК Волги на базе регистраторов аварийных событий.

Ключевые слов: технологические нарушения, мониторинг, регистрация аварийных событий, программное обеспечение.

Ключевые слова:

В 2012 году в Саратовских распределительных сетях МРСК Волги была введена в эксплуатацию система мониторинга технологических нарушений (СМТН), построенная на базе уже имевшихся к тому времени на подстанциях регистраторов аварийных событий (РАС).

Работу по разработке и внедрению системы выполнила «Научно-производственная фирма «ЭНЕРГОСОЮЗ», имеющая наибольшее число внедрений систем РАС на энергообъектах саратовского региона.

МРСК Волги является крупной сетевой компанией, в которой имеется значительное количество внедрений систем РАС «НЕВА». Анализ информации, получаемой от регистраторов аварийных событий, производится, как правило, не на самих объектах, а в центральной службе РЗА сетевого предприятия или в его производственных отделениях. В результате постоянного увеличения количества объектов, оснащённых системами РАС, увеличивается и поток анализируемых данных, специалистам становится сложнее разбираться во всё возрастающем объёме информации. Ситуация осложняется ещё и тем, что регистраторы являются достаточно чувствительными устройствами и срабатывают не только при авариях и нарушениях нормального режима, но и при небольших «клевках», помехах и т.д.

Со временем стало ясно, что у специалистов центральных служб существует явная потребность в какой-то автоматизированной информационной системе, которая могла бы помочь им в работе с тем морем информации, которое порождается системами РАС их многочисленных объектов. Возникло и дополнительное соображение о том, что сбор и консолидация в центре управления сетями разрозненных данных, получаемых от систем РАС подстанций, может пригодиться не только релейщикам для разбора аварий, но и другим службам - для мониторинга технологический нарушений на объектах в целом.

Все эти предпосылки и привели к созданию СМТН, разработка которой велась в тесном контакте со специалистами Саратовских распределительных сетей. Было определено, какие службы предприятия заинтересованы в информации, которую может предоставлять система, и в решении каких задач СМТН может оказывать помощь:

- **Служба РЗА** – получение данных о нарушениях нормального режима, анализ аварий и их причин, оценка правильности работы защит и выключателей;

- **Оперативно-диспетчерская служба** – фиксация аварий на ВЛ, определение места и типа повреждения, информация о работавших защитах и успешности АПВ;

- **Производственно-техническая служба** – статистический учет нарушений нормального режима. Выявление наиболее проблемных объектов, линий и единиц оборудования. Планирование ресурсов на ремонт и модернизацию. Автоматизация отчетности.

При создании системы были учтены и статистические данные о технологических нарушениях в работе различного типа электрооборудования подстанций (рис. 1).

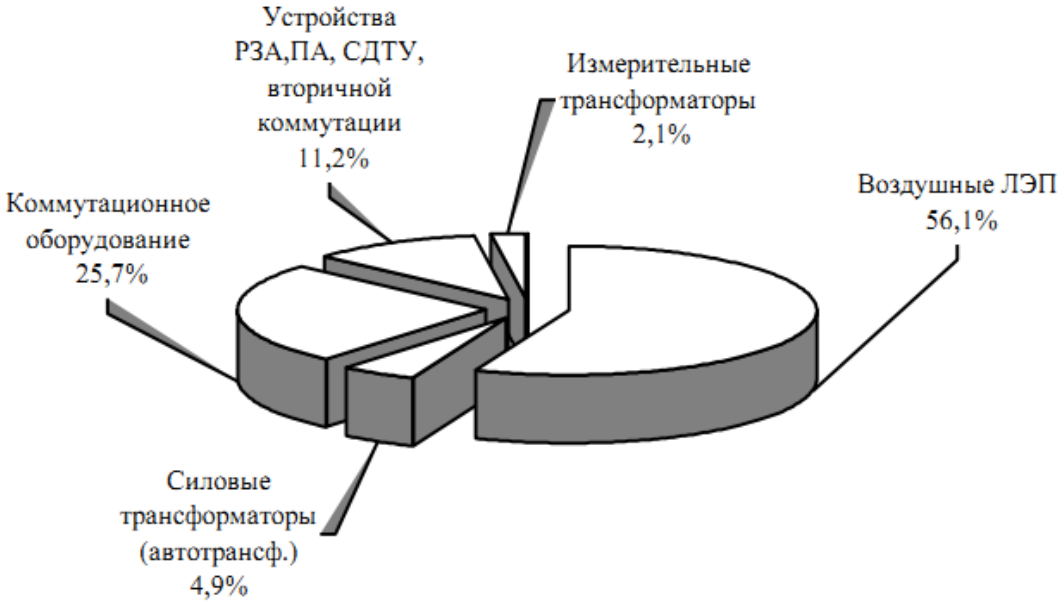


Рис. 1. Распределение количества технологических нарушений в работе электротехнического оборудования в сетях напряжением 110 кВ и выше.

Из этих данных следует, что подавляющее число технологических нарушений относится к воздушным ЛЭП и коммутационному оборудованию подстанций (выключателям, разъединителям и т.д.), а вместе с устройствами РЗА оно и вовсе составляет более 90%. При этом сигналы от указанного оборудования – линий, выключателей, устройств защиты и автоматики, как правило, уже заведены в регистраторы аварийных событий, поэтому для решения задач мониторинга нужно только добавить в имеющиеся системы РАС соответствующее программное обеспечение.

СМТН построена с учетом организационной структуры электросетевой компании и ее иерархического распределенного характера:

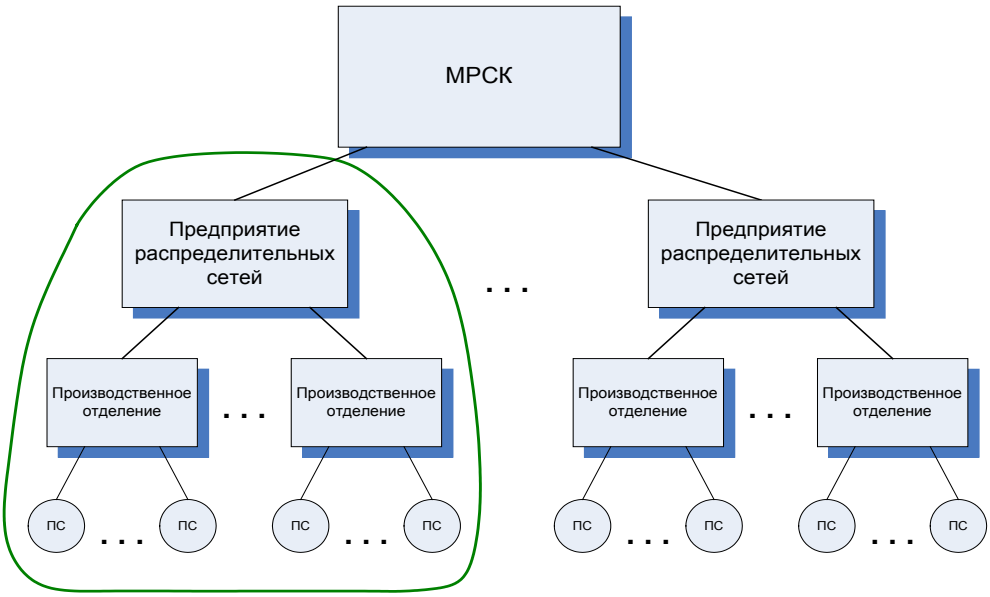


Рис.2. Организационная структура сетевой компании.

Одна из главных функций СМТН состоит в осуществлении автоматического сбора информации с подстанций и передачи её на более высокие уровни – производственные отделения и центры управления сетями, поэтому структура технических средств системы также является иерархичной:

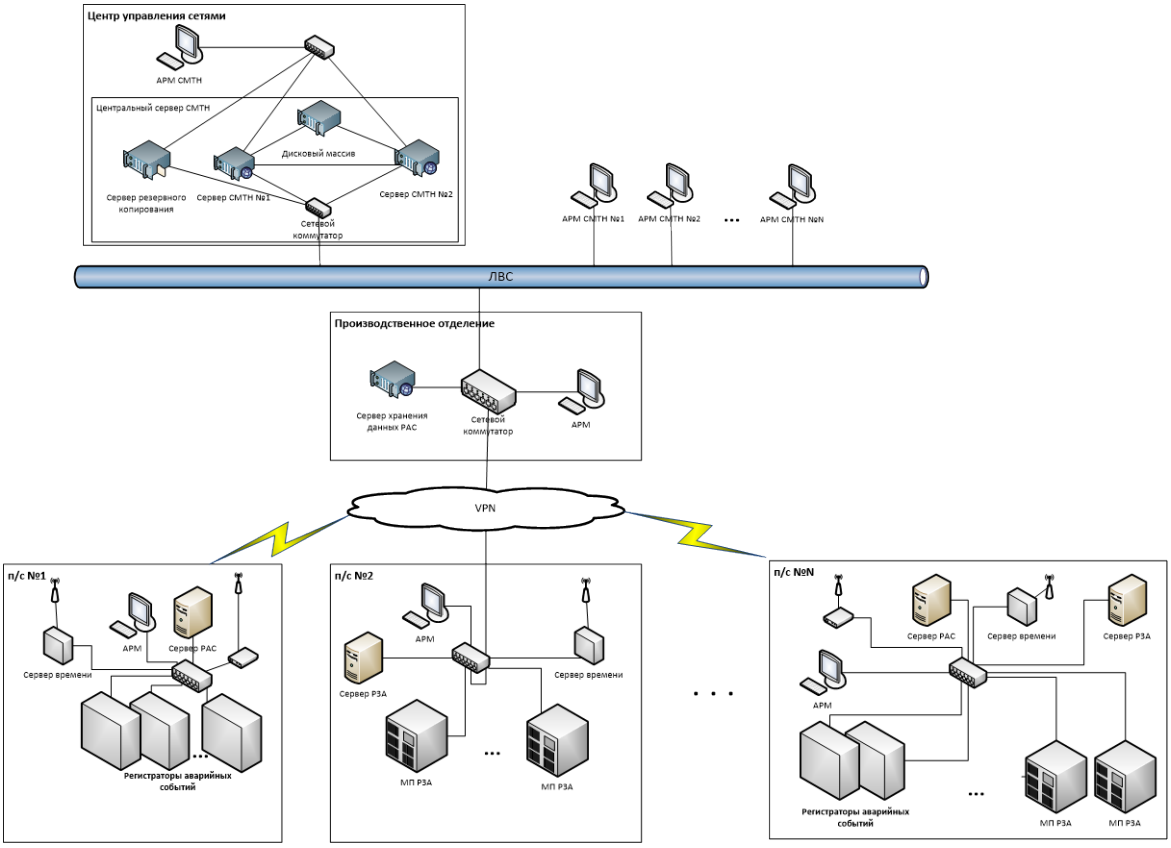


Рис.3. Структура технических средств СМТН.

СМТН представляет собой трехуровневую автоматизированную систему с распределенными функциями сбора, обработки, хранения, передачи и отображения данных.

Нижний уровень системы (уровень объекта) представлен техническими средствами сбора сигналов с подстанции – РАС и МП РЗА, их предварительной обработки, формирования пакетов информации о зарегистрированных технологических нарушениях и передачи данных на вышележащий уровень.

На среднем уровне располагается сервер хранения данных РАС и СМТН производственного отделения. На этом сервере выполняется сбор и хранение информации о технологических нарушениях по объектам, входящим в зону ответственности производственного отделения.

На верхнем уровне располагается центральный сервер СМТН, на котором производится окончательная обработка данных о технологических нарушениях, наполнение и управление базой данных СМТН, а также формирование и выдача информации на АРМы пользователей.

Основные особенности СМТН:

- Основной источник данных для СМТН – это регистраторы аварийных событий подстанций. Дополнительно могут быть использованы терминалы МП РЗА;
- Сбор и сохранение в централизованной базе данных информации от систем РАС объектов выполняется в автоматическом режиме;
- Для передачи информации с объектов могут использоваться разнородные каналы связи с различными характеристиками;
- Предусмотрены средства ручного ввода данных о технологических нарушениях, а также контроля и дополнения данных, полученных в автоматическом режиме;
- Программное обеспечение СМТН уровня объекта является надстройкой над существующим ПО РАС и не влияет на его работу;
- Представление информации из базы данных СМТН специалистам различных служб – диспетчерам, релейщикам, инженерам ПТО, выполняется дифференцированно, в соответствии со спецификой их работы.

В ходе создания и внедрения СМТН в Саратовских РС МРСК Волги приходилось решать разнообразные проблемы – как технические, так и организационные. Возникали и новые задачи, с которыми ранее, при внедрении РАС на объектах, нам сталкиваться не приходилось. В частности, довольно много усилий было приложено для того, чтобы в систему можно было включать объекты, имеющие низкоскоростные каналы связи или не имеющие их вовсе. С этой целью в программное обеспечение уровня объекта была введена гибкая настройка, позволяющая задавать наполнение пакетов информации о технологических нарушениях, которые будут передаваться с подстанции на вышележащий уровень. Например, в минимальном варианте это может быть только экспресс-отчет о событии, а в максимальном – полная детальная информация, включающая осциллограммы и таблицы событий.

Другой задачей, которую также пришлось решать, стала необходимость предварительной автоматической фильтрации событий на объекте – для того, чтобы на верхние уровни системы не попадала лишняя информация, например какие-то события, хотя и связанные с работой РАС, но не носящие характер технологического нарушения. Для решения этой задачи в программное обеспечение была введена возможность задания дополнительных критериев – комбинации различных условий, которые позволяют распознать факт технологического нарушения. Среди этих условий может быть работа защит, срабатывание выключателей, сигналы о неисправностях и отказах, дополнительные по отношению к заданным в РАС уставки по сигналам токов и напряжений, результаты ОМП по осциллограмме и другие признаки.

С целью повышения достоверности и исключения влияния человеческого фактора возможность какой-либо ручной коррекции автоматически сформированных пакетов данных о технологических нарушениях на объектах не предусматривалась изначально, а вот возможность ручного добавления данных о событиях была обеспечена. Тем не менее, практика эксплуатации СМТН показала то, что возможностью ручного ввода

информации практически никто не пользуется, и в настоящее время основной режим наполнения базы данных о технологических нарушениях на объектах – полностью автоматический.

Система функционирует следующим образом. Исходные данные о режиме работы энергообъекта собираются устройствами РАС, а также устройствами МП РЗА в виде значений аналоговых и дискретных сигналов присоединений. Далее посредством алгоритмической обработки эти устройства формируют набор информации с данными текущего режима, таблицами событий (переключений) и осциллограммами переходных процессов. Эта информация поступает на серверы РАС и РЗА объекта, где с помощью программного обеспечения «СМТН-объект» выполняется её разбор, систематизация, обработка, анализ по заданным дополнительным критериям, и если определен факт технологического нарушения, то производится формирование соответствующего пакета данных и передача его на вышележащий уровень системы – на сервер данных РАС производственного отделения. С сервера данных РАС производственного отделения данные о технологических нарушениях также автоматически передаются на центральный сервер СМТН, находящийся в ЦУС, где попадают в центральную базу данных СМТН. Центральный сервер СМТН управляет базой данных и обслуживает запросы пользователей с выдачей им различных экранных форм и отчетов.

Какую информацию даёт СМТН различным службам?

Служба РЗА:

- Список событий, технологических нарушений, неисправностей и отказов по всем объектам, включенных в систему;

- Полная информация о любом зарегистрированном событии:
  – объект, производственное отделение;
  – дата/время события;
  – список затронутого событием оборудования;
  – информация о работе РЗА, выключателей, срабатывании сигнализации;
  – результат определения места повреждения линий;
  – файлы осциллограмм;
  – служебные сообщения, зарегистрированные на объекте.

- Данные о работе систем РЗА и РАС на объектах;

- Отчеты о нарушениях нормального режима на ВЛ за заданный период;

- Статистика событий за указанный период времени по производственным отделениям и объектам.

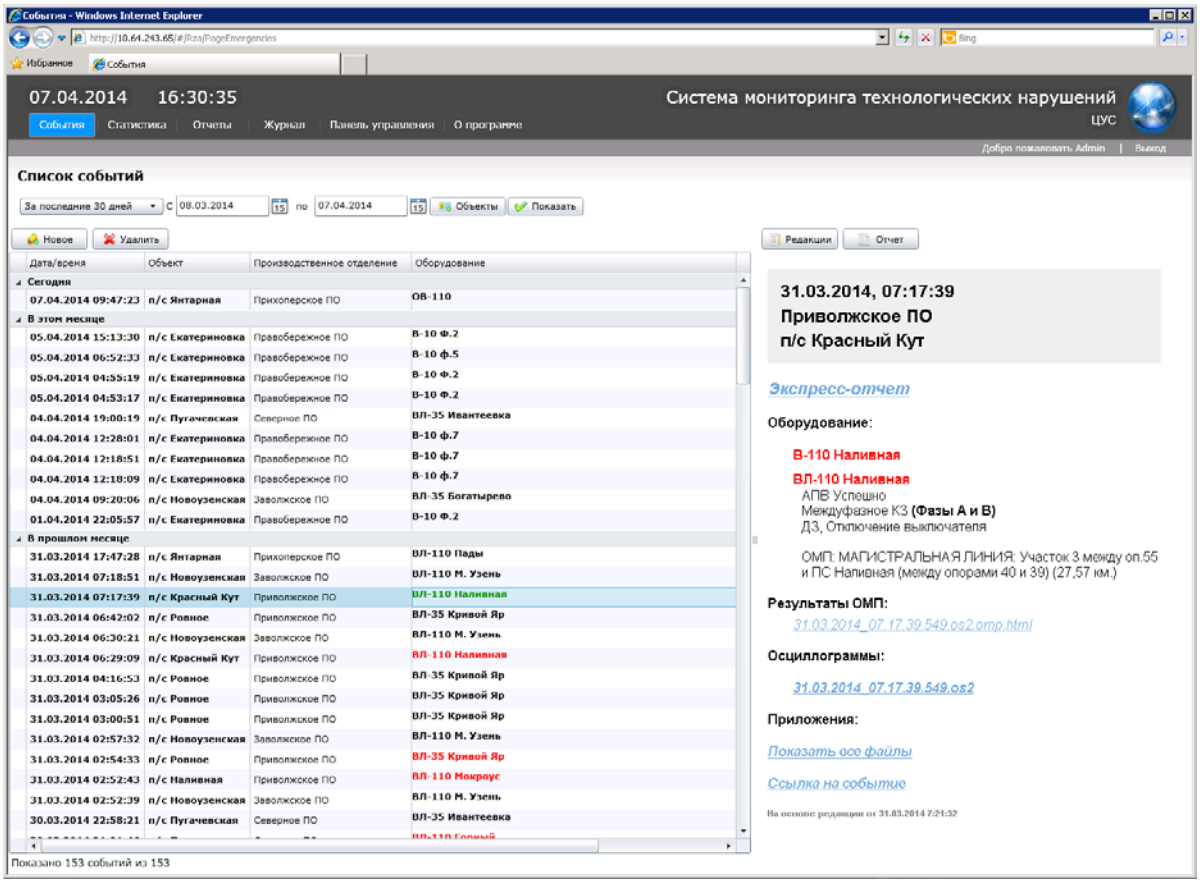


Рис.4. Вид экрана АРМ СМТН специалиста ЦСРЗА

<u>Оперативно-диспетчерская служба:</u>

- Список технологических нарушений по объектам с указанием информации о событии:

– дата/время;

– объект, производственное отделение;

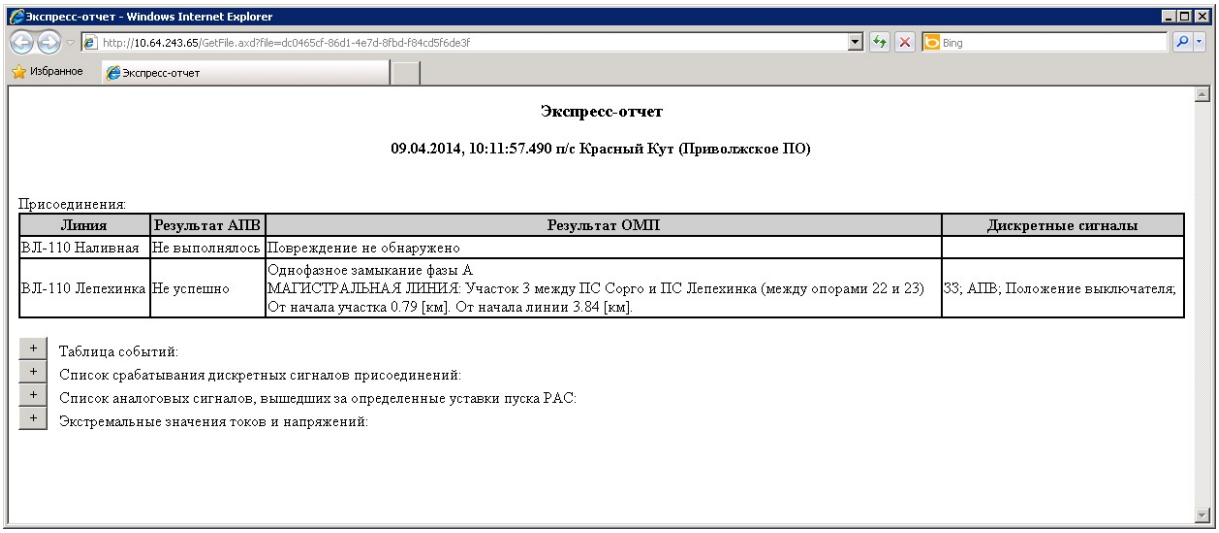
– затронутое событием оборудование объекта;

– информация о работе РЗА, выключателей, срабатывании предупредительной и аварийной сигнализации;

– результат определения места повреждения на ВЛ;

– результат работы АПВ.

Также диспетчер может одним щелчком мыши вывести на экран сформированный экспресс-отчет по событию:



Экспресс-отчет

09.04.2014, 10:11:57.490 п/с Красный Кут (Приволжское ПО)

Присоединения:

Линия	Результат АПВ	Результат ОМП	Дискретные сигналы
ВЛ-110 Наливная	Не выполнялось	Повреждение не обнаружено	
ВЛ-110 Лепехинка	Не успешно	Однофазное замыкание фазы А МАГИСТРАЛЬНАЯ ЛИНИЯ: Участок 3 между ПС Сорго и ПС Лепехинка (между опорами 22 и 23) От начала участка 0.79 [км]. От начала линии 3.84 [км].	ЗЗ; АПВ; Положение выключателя;

Таблица событий:
Список срабатывания дискретных сигналов присоединений:
Список аналоговых сигналов, вышедших за определенные уставки пуска РАС:
Экстремальные значения токов и напряжений:

Рис.5. Вид экспресс-отчета о событии

Производственно-техническая служба:

- Статистика событий за указанный период времени по производственным отделениям и отдельным объектам;
- Статистические отчеты о технологических нарушениях с возможностью различной детализации – по объектам, типам, единицам оборудования и т.д.;
- Отчеты о нарушениях нормального режима на ВЛ.

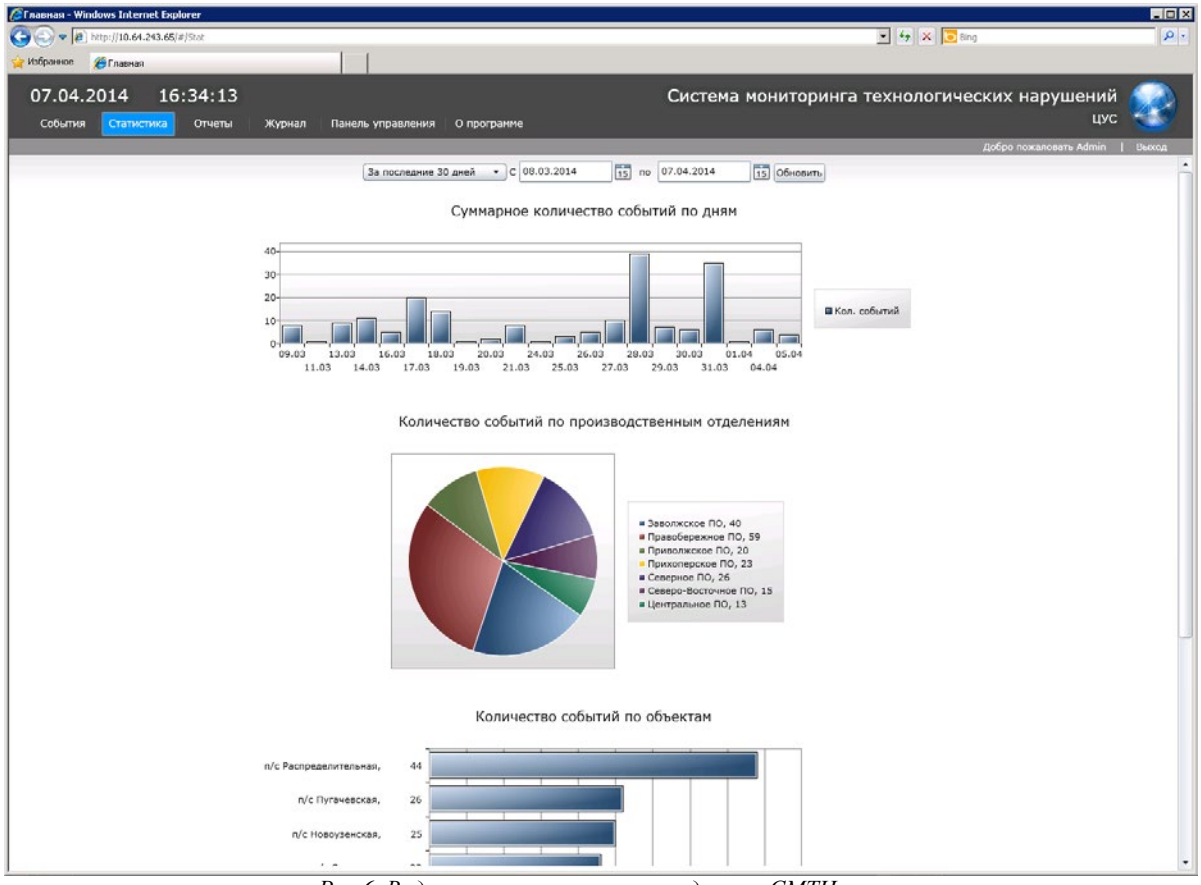


Рис.6. Вид экрана статистических данных СМТН

СМТН Саратовских РС была введена в эксплуатацию в начале 2013 года. На сегодняшний день системой охвачено 20 подстанций, находящихся во всех семи производственных отделениях. Основным источником данных для системы является РАС «НЕВА», дополнительным - МП РЗА «Сириус-2». В производственных отделениях установлены серверы данных РАС, которые также входят в систему. Центральный сервер системы, построенный на базе отказоустойчивого кластера, располагается в ЦУС Саратовских РС. Осуществлено разграничение доступа к данным: специалисты производственных отделений имеют доступ к информации только по своим объектам, а специалисты центральных служб – к информации по всем объектам, включенным в систему. Количество пользователей, работающих с СМТН в центральных службах – около десяти.

За время работы системы было зарегистрировано около двух тысяч технологических нарушений. Наибольшее их число (около 90%) относится к воздушным линиям – как и предсказывала статистика.

Внедренная в Саратовских РС система мониторинга технологических нарушений является новой как для эксплуатирующих её специалистов, так и для нас как её разработчиков, поэтому мы поддерживаем постоянную связь с заказчиком по всем вопросам, касающимся эксплуатации системы, а также принимаем замечания и предложения по её модернизации и развитию. Поддержку и сопровождение системы также в настоящее время осуществляют специалисты ЗАО «НПФ «Энергосоюз». Отслеживается исправность работы технических средств и программного обеспечения всех уровней СМТН, регулярно проверяется поступление информации от всех объектов, охваченных системой. Уточняются и корректируются критерии определения технологических нарушений, вносятся поправки в настройки программных модулей ОМП. По отдельным событиям совместно со специалистами ЦСРЗА детально анализируется информация, поступившая с подстанций. Такой анализ в ряде случаев позволил уточнить и поправить настройки систем РАС некоторых объектов. Одним из результатов внедрения СМТН стало то, что с её помощью можно не только осуществлять мониторинг событий, происходящих на объектах, но и следить за исправностью и надежностью работы самих регистраторов аварийных событий, находящихся в работе на подстанциях.

С момента внедрения системы в Саратовских сетях прошло не так много времени, но результаты её применения уже видны. Среди них можно отметить следующие:

- Повысилась наблюдаемость объектов, включенных в СМТН;
- Оперативно-диспетчерский персонал ЦУС получил возможность быстрого получения информации об аварийных событиях на подстанциях;
- Центральная служба РЗА получила инструмент для сбора и анализа данных о событиях, происходящих на объектах, а также о работе устройств РЗА и РАС;
- Специалисты производственно-технических служб получили возможность безбумажного учета и статистического анализа данных о технологических нарушениях и повреждениях оборудования на объектах;

- В автоматическом режиме идёт накопление опорных данных для обеспечения возможности обслуживания и ремонта оборудования по его состоянию;
- Идёт формирование статистики, позволяющей выявлять наиболее проблемные объекты и единицы оборудования, что в перспективе должно уменьшить количество аварийных ситуаций и технологических нарушений на объектах.

С получением первых результатов внедрения системы стали понятны и направления её дальнейшего развития:

- Совершенствование критериев определения технологических нарушений;
- Расширение списка поддерживаемых системой устройств РАС и МП РЗА, являющихся первичным источником данных о событиях;
- Автоматизация анализа действия устройств защиты и автоматики;
- Автоматизация учёта ресурса оборудования;
- Разработка дополнительных отчётных форм.

Работы по совершенствованию системы СМТН ведутся в ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ» на постоянной основе.

РАЗРАБОТКА ТИПОВЫХ РЕШЕНИЙ РЗА СТАНЦИОННОГО БОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ШКАФОВ ЗАЩИТ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ

Захаров А.Н., Доронин А.В., Щенникова А.Ю. (ООО «НПП «ЭКРА»)

При выполнении проектов РЗА станционного оборудования, как правило, применяется индивидуальный подход, учитывающий особенности объекта и пожелания обслуживающего персонала станции.

Наличие большого количества индивидуальных проектов затрудняет повторное применение на другом аналогичном объекте, приводит к сложности в оценке и анализе принятых проектными организациями решений. В связи с ограничением сроков для выполнения достаточно большого объема проектных работ не исключено появление недочетов в проекте, которые выявляются и исправляются в ускоренном режиме уже на этапе пуско-наладочных работ на станции.

Часть индивидуальных проектных решений связана непосредственно с проектированием РЗА объекта: с составом защитных функций, логикой и воздействиями этих защит на конкретные выходные цепи, часть - с интеграцией устройства РЗА с другими системами вторичной коммутации: с системой оперативного тока, АСУ ТП, системой сигнализации станции и т.п.

Одним из распространенных примеров принятия разнообразных решений является определение состава комплекса защит объекта. Например, для защиты блока (генератор - трансформатор – трансформатор собственных нужд (ТСН)) одна проектная организация весь комплекс защит блока предлагает разместить в двух комплектах, другая проектная организация считает более целесообразным для защиты каждого объекта блока (генератора, трансформатора блока, ТСН) предусмотреть раздельные, но связанные между собой комплексы защит.

Реконструкция РЗА объекта зачастую производится отдельным этапом, не затрагивая реконструкцию других систем вторичной коммутации. В связи с этим появляется необходимость в привязке нового устройства РЗА в уже существующие системы. Возникают требования по передаче информации в цепи сигнализации сухими контактами, установке дополнительного оборудования (автоматические выключатели, переключатели выбора источника питания и прочее) для реализации раздельного питания оперативным током двух комплектов РЗА.

Многолетний опыт ООО НПП «ЭКРА» поставки шкафов РЗА позволяет сделать вывод о том, что качественный результат разработки типовых решений может быть получен только при тесном сотрудничестве с ведущими организациями отрасли: генерирующими компаниями, проектными и научно-исследовательскими институтами, наладочными организациями.

Наше видение комплексного типового решения заключается в разработке оптимального типового устройства РЗА в соответствии со всеми правилами и нормами, выполняющего свою непосредственную функцию защиты объекта от повреждений и нарушений нормального режима работы. Выполнение индивидуальных условий привязки типового шкафа предлагается осуществлять с помощью дополнительного нестандартного промежуточного шкафа, состав которого определяется для каждого конкретного случая проектной организацией. В зависимости от насыщенности данного шкафа проектировщик может выбрать подходящий конструктив: напольное или настенное, одностороннее или двухстороннее исполнение и т.д.

В основу разработки типовых шкафов защит ООО НПП «ЭКРА» были положены следующие общие принципы.

1. Выполнение комплекса защит в виде двух одинаковых взаиморезервируемых автономных комплектов защит, для которых предусмотрены индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи постоянного оперативного тока с раздельным питанием терминала и питанием приемных цепей комплекта защит. При этом особенности организации питания оперативным током (установка автоматических выключателей, переключателей выбора источника питания и т.п.) подразумеваются вне комплекса защит.

2. Связь комплекса защит с внешними устройствами по цепям управления и отключения предполагается сухими контактами, с внешней сигнализацией и АСУ ТП – по цифровому каналу связи (сухими контактами возможно лишь ограниченное количество).

3. Синхронизация комплекса по времени выполняется программным путем с точностью порядка 10 мс. Аппаратная синхронизация с точностью до 1 мс предусматривается опционально.

Первое направление, в котором ООО НПП «ЭКРА» начало разрабатывать типовые решения, - защиты тиристорных систем возбуждения.

Разработка типовых шкафов стала возможной благодаря многолетнему сотрудничеству НПП «ЭКРА» и ОАО «Силовые машины» в вопросе защит системы возбуждения. Также был учтен опыт, полученный при разработке шкафов защит системы тиристорного независимого возбуждения генераторов мощностью 800 МВт Сургутской ГРЭС-2 и Пермской ГРЭС, выполненной совместными усилиями со специалистами ЗАО «Уралэнерго-Союз».

Типовые шкафы защит системы тиристорного независимого возбуждения генератора ШЭ1113-910AG и тиристорного самовозбуждения генератора ШЭ1113-910ET предусмотрены для защиты системы возбуждения турбо- и гидрогенератора любой мощности [1].

ШЭ1113-910AG ШЭ1113-910ET

Рис. 1. Внешний вид типовых шкафов защит системы тиристорного возбуждения генератора

Комплекс (рис. 1) содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы системы возбуждения в соответствии с ПУЭ, действующими нормативными документами [2, 3], за исключением технологических защит, реализованных в щитах возбуждения генератора.

В каждом шкафу предусмотрены защиты основного возбудителя и обмотки ротора главного генератора как при работе на основной системе возбуждения, так и при работе на резервной системе возбуждения.

В связи с этим защита обмотки ротора главного генератора от перегрузки предусмотрена на трех принципах:

1. На основе измерений тока в системе возбуждения,
2. На основе измерений тока и напряжения статора главного генератора (с преобразователем тока ротора ПТР),
3. На основе измерений тока 4 … 20 мА от преобразователей (датчиков тока ротора), установленных на шунте в цепи ротора главного генератора.

Защиты от неограниченной по току и времени форсировки ротора главного генератора предусмотрены на двух принципах:

1. На основе измерений тока в системе возбуждения,
2. На основе измерений тока 4 … 20 мА от преобразователей (датчиков тока ротора), установленных на шунте в цепи ротора главного генератора.

Защита от замыкания на землю обмотки ротора главного генератора выполняется с наложением в цепи возбуждения генератора тока частотой 17 Гц и учитывает возможность работы генератора с одной из трех систем возбуждения: основная, резервная 1, резервная 2. Переключение между наборами емкостей (при переводе системы возбуждения) предусматривается автоматически по дискретным цепям, подводимым к шкафу.

Когда из-за универсальности типового шкафа некоторые защиты являются «избыточными» (например, защита от потери возбуждения главного генератора по току статора и току ротора в случае применения на **турбо**генераторе), они выводятся программно из работы. Если какие-либо дискретные цепи оказываются «избыточными» (например, выбор резервной системы возбуждения для **гидро**генератора), кабели на соответствующие клеммы не подключаются.

Часто приходится сталкиваться с ситуацией, когда отсутствуют измерительные трансформаторы тока со стороны низкого напряжения (НН) трансформатора возбуждения тиристорной системы самовозбуждения. Такое решение встречается на трансформаторах возбуждения небольшой мощности. Как правило, для таких трансформаторов применение дифференциальной защиты не является обязательным. Поэтому дифференциальная защита может быть выведена программно из работы, а защиты, подключенные со стороны НН трансформатора возбуждения, должны быть программно подключены на токовые цепи со стороны высокого напряжения трансформатора возбуждения.

Особенности применения типового шкафа на конкретном объекте, как правило, сводятся к программной настройке шкафа в виде выбора необходимого состава защит, задания уставок защит, корректировки воздействий защит на выходные цепи шкафа. Если в проекте потребуются дополнительные дискретные входные или выходные цепи, то можно задействовать резервные цепи.

Типовые решения были реализованы в шкафах, поставленных на Назаровскую ГРЭС, Киевскую ТЭЦ-6, ТЭЦ-26 Мосэнерго, Волжскую ГЭС, Барнаульскую ТЭЦ-2, Томь-Усинскую ГРЭС, Абаканскую ТЭЦ, Красноярскую ТЭЦ-1.

Список литературы

[1] ЭКРА. ШЭ1113-910AG, ШЭ1113-910ET // [Электронный ресурс]. 2014. – Режим доступа: http://www.ekra.ru/produkcija/rza-stancionnogo-oborudovaniya/tipovie-shkafi/558-tipovye-shkafy.html

[2] Методические указания по наладке тиристорной системы самовозбуждения серии СТС для турбо- и гидрогенераторов. – М.: СПО ОРГРЭС, 1992.

[3] Методические указания по испытаниям тиристорной системы независимого возбуждения турбогенераторов серии ТВВ мощностью 165-800 МВт. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1983.

О НАДЕЖНОСТИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА КАК ГАРАНТИИ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ РЗА

Новоселов Б.Н., Еникеев Т.У.ООО («Беннинг Пауэр Электроникс»)

АННОТАЦИЯ

Системы оперативного постоянного тока (СОПТ) являются одним из важнейших элементов подстанций уже на протяжении многих лет, так как качество и надежность питания всего комплекса её защит и управления определяют способность подстанции выполнять свои функции. Развитие техники и технологий современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) подстанций ведет к появлению новых требований как к самим подстанциям, так и к системам оперативного тока, что влечет за собой изменение конструктивных и функциональных особенностей. В данном докладе рассматриваются неотъемлемые части современных систем оперативного тока – выпрямительные устройства разных поколений, которые применяются на современных подстанциях.

1. СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА ПОДСТАНЦИЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

1.1. Требования, предъявляемые к системам оперативного тока

Существующие тенденции в развитии энергетики, такие как рост количества и мощности потребителей, подключаемых к сетям, увеличение доли возобновляемых источников энергии, а также увеличение стоимости традиционных энергоносителей, сформировали требования к следующему шагу развития электрических сетей - «smart grid», или «интеллектуальные сети». К данному классу относят сети, которые быстро и эффективно реагируют на любые внешние и внутренние технологические возмущения на условиях обеспечения удобства эксплуатации, экологичности и безопасности для общества [1].

Одна из важнейших составляющих в развитии интеллектуальных распределительных электрических сетей – это интеллектуальные подстанции. Они представляют собой подстанции с высоким уровнем автоматизации всех составляющих ее узлов. Совокупность элементов, объединенных информационно-управляющей системой в составе подстанции обеспечивает надежное энергоснабжение и полностью автоматизированную работу в условиях отсутствия штатного обслуживающего персонала за счет связи с единой информационной диспетчерской сетью.

Высокая степень автоматизации таких подстанций и их автономность предъявляет повышенные требования к надежности как подстанции в целом, так и устойчивости всех составляющих узлов и элементов в отдельности. Данное требование выполняется как на конструктивном уровне за счет архитектуры, так и за счет применения наиболее надежных устройств, установленных на подстанции. Следствием высокой степени автоматизации является также наличие большого числа требовательных к качеству и надежности питания микропроцессорных устройств релейной защиты, что в свою очередь предъявляет особые требования к оперативному току в составе интеллектуальных подстанций. В контексте оборудования для интеллектуальных электрических сетей систему оперативного постоянного тока (СОПТ) следует рассматривать как элементарную базовую ячейку, оборудование которой должно позволять встраивать СОПТ в общую систему защит подстанции и сети в целом.

Требования, предъявляемые к СОПТ со стороны наиболее важных потребителей и операторов, таких как ОАО ФСК ЕЭС [3], состоят в следующем:

- высокая надежность;

- высокий КПД;
- точность стабилизации выходного напряжения в режиме поддерживающего заряда не хуже ±1% ;
- пульсации напряжения при работе выпрямителя на полную нагрузку комплекта СОПТ, при отключенной батарее, не должны превышать 5 % Uном ;
- отсутствие необходимости в частом техническом обслуживании, настройке, регулировке;
- дистанционный контроль и управление системой;
- поддержка МЭК 61850, МЭК 870-5-104, Modbus RTU.

Основные эксплуатационные характеристики СОПТ определяются входящими в их состав зарядно-выпрямительными устройствами, к которым и предъявляются эти высокие требования. При этом, однако, выбор технологии и принципа действия применяемых выпрямителей остается за проектной организацией и однозначным образом не конкретизирован [2,4]. В настоящее время существуют три основных вида выпрямителей, каждый из которых может быть использован в СОПТ с учетом особенностей конкретного проекта:

- тиристорные выпрямители;
- импульсные выпрямители с высокочастотным преобразованием;
- выпрямители на базе IGBT транзисторов.

При этом тиристорная технология считается классической, а импульсные и IGBT-выпрямители – инновационными изделиями.

1.2. Тиристорные выпрямители

В настоящее время наиболее широкое распространение получили тиристорные выпрямительные системы (Рис.1), которые зарекомендовали себя как надежные и простые в эксплуатации. Данный тип выпрямителей характеризуется следующими преимуществами:

- высокая устойчивость к перенапряжениям на входе и перегрузкам на выходе;
- наличие гальванической развязки между звеньями постоянного и переменного тока;
- высокая устойчивость к внешним воздействиям;
- простота в обслуживании;
- естественное охлаждение.

Резервирование выпрямительного устройства осуществляется путем установления такого же устройства, соответственно увеличивается стоимость и занимаемая площадь вдвое. Следует отметить, что современные системы управления тиристорными выпрямителями не уступают аналогичным системам выпрямителей нового поколения, и обеспечивают наивысшее качество управления, которое возможно при использовании данной технологии.

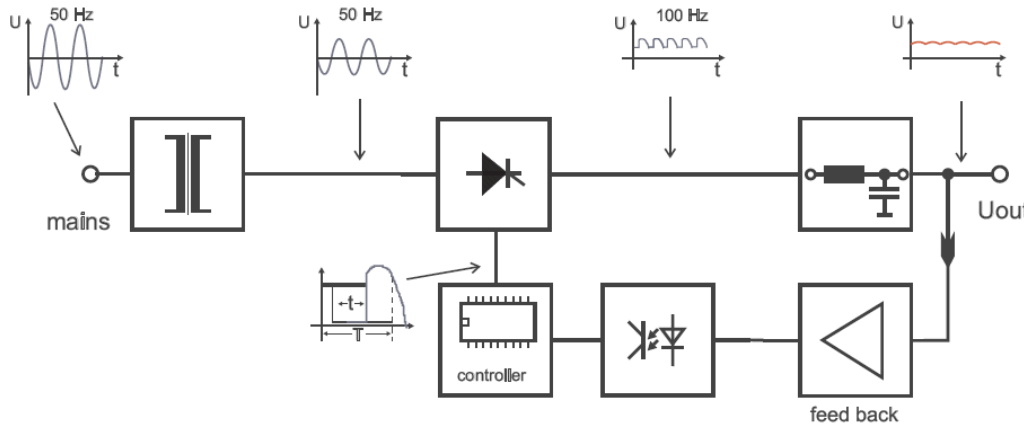


Рис.1. Структурная схема тиристорного выпрямителя

Тиристорная технология имеет следующие недостатки:
- большие габариты;
- большой вес;
- высокое искажение синусоидальности питающей сети (до 27% у 6-пульсных выпрямителей);
- высокие пульсации выходного напряжения постоянного тока (около 5% среднеквадратического значения без подключенной батареи);
- низкие динамические характеристики;
- коэффициент мощности 0,7 – 0,86.

Данные обстоятельства требуется учитывать при построении подстанций с особыми требованиями устройств РЗА к СОПТ, для которых указанные недостатки могут иметь значение. Однако вместе с тем указанные преимущества тиристорных систем позволяют выпрямителям на тиристорах сохранять конкурентоспособность и занимать важнейшее место на рынке зарядных устройств.

1.3. Выпрямители с импульсным преобразованием

Импульсные выпрямители выполняются, как правило, на MOSFET-технологии, и представляют собой двухступенчатое преобразовательное устройство. Напряжение сети с частотой 50 Гц согласно рис.2 поступает на двухполупериодный мост, на выходе которого образуется напряжение 220 В частотой 100 Гц. Далее это напряжение подается на бустер на MOSFET транзисторах, в котором происходит преобразование выпрямленного напряжения в импульсное 400 В с частотой 33 кГц. После понижающего трансформатора импульсное напряжение выпрямляется и сглаживается с помощью LC-фильтра, что уменьшает гармоники на выходе выпрямителя. Обратная связь реализована на операционном усилителе, сигнал обеспечен гальванической развязкой оптоэлектронной парой и поступает на контроллер широтно-импульсной модуляции (ШИМ), который управляет бустером и автоматически регулирует выходные параметры выпрямителя. Плюсом схемы является высокая стабилизация выходных параметров и их независимость от нагрузки, а также высокая скорость реагирования на изменение нагрузки.

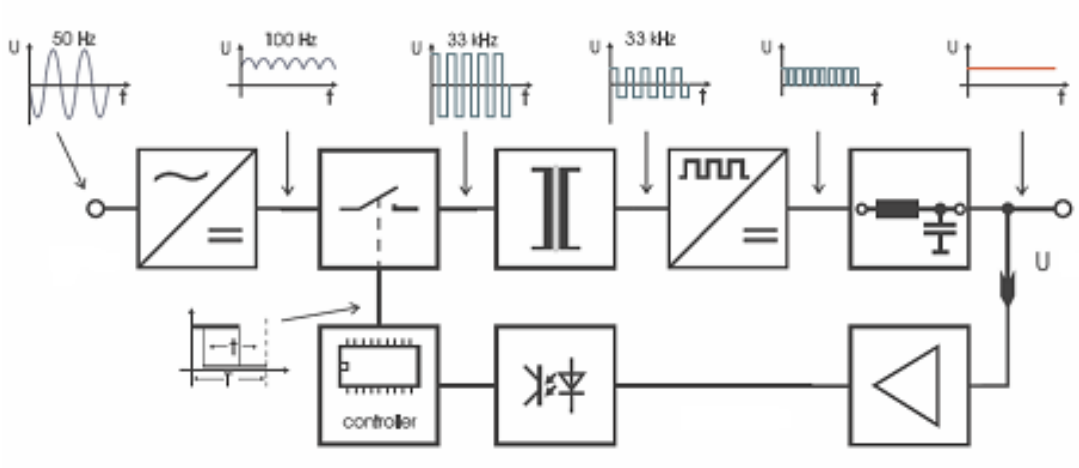


Рис.2. Блок-схема выпрямителя с импульсным преобразованием

Преимущества импульсной технологии:
- компактные габариты;
- небольшой вес;
- небольшое искажение синусоидальности питающей сети (около 7%);
- низкие пульсации по выходу (менее 0,1% без дополнительного фильтра);

- высокие динамические характеристики;
- коэффициент мощности 0,99;
- легкая замена модулей (технология «горячего включения» - «hot plug»);
- легкая расширяемость системы с помощью установки дополнительных модулей.

Применение современных выпрямителей позволяет осуществить выполнение требований к системам оперативного постоянного тока на интеллектуальных подстанциях. Модульная конструкция таких систем, как TEBECHOP 3000HDi фирмы BENNING, показанная на рис.3., позволяет легко производить увеличение выходной мощности и установку резервных модулей (обеспечить, например, резерв N+1, N+2 и т.д.) на уже введенной в эксплуатацию установке, в том числе без отключения оборудования (исполнение “hot-plug” и “plug-and-play”). Отличительной чертой модулей является их полная независимость от других модулей и от системы мониторинга и контроля. Так, при выходе из строя любого элемента системы, оставшиеся модули продолжают в нормальном режиме питать нагрузку.

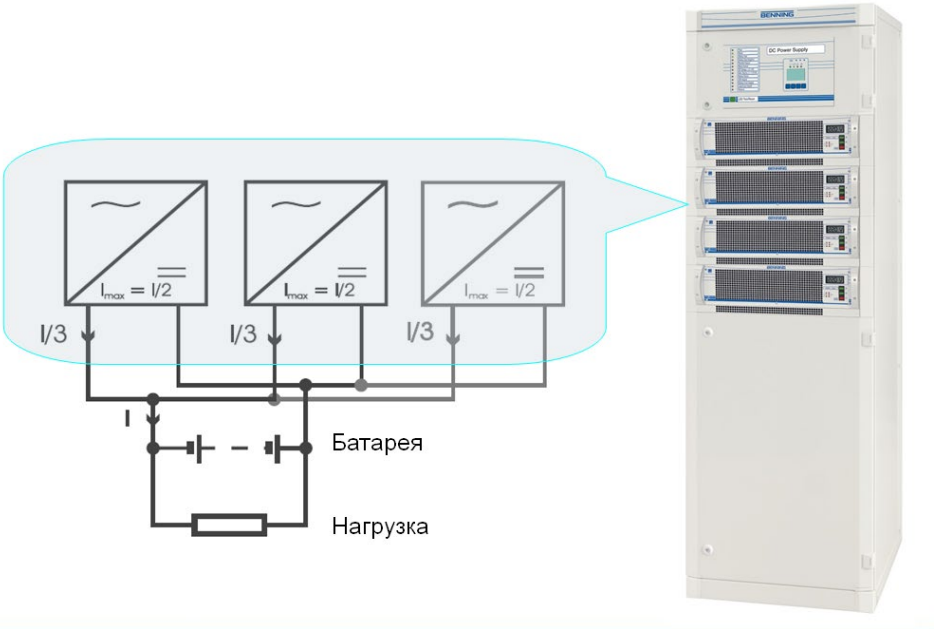


Рис.3.Резервирование модулей в составе выпрямительной установки

1.4. Импульсные выпрямители с естественным охлаждением

К сожалению, основной особенностью условий работы систем оперативного тока в российских условиях является широкий диапазон температурных перепадов и высокая степень запыленности. Из-за данных факторов при проектировании предъявляются особые требования к оборудованию, в том числе отсутствие движущихся частей, таких как вентиляторы. При этом устройства поздних поколений, выполненные на основе полупроводников IGBT или MOSFET, имеют более высокие термонагруженные узлы, и, как правило, оснащаются вентиляторами для обеспечения достаточного теплоотвода. Кроме того, устройства модульного типа имеют конструктивное исполнение, затрудняющее использование безвентиляторных устройств.

Компания BENNING специально для использования в таких условиях разработала новую серию модульных выпрямительных систем TEBECHOP 4000, которые выполнены на современной элементной базе, но при этом отличаются от многих существующих на рынке модульных устройств тем, что охлаждаются с помощью естественной конвекции, в их составе нет вентиляторов.

Поскольку посторонние вещества не могут активно проникать внутрь прибора, в отличие от приборов с принудительной вентиляцией, данные выпрямительные системы пригодны для применения в критических условиях окружающей среды. Снижаются расходы на эксплуатацию, техническое обслуживание и регулярную замену вентиляторов. КПД модулей TEBECHOP 4000 достигает значения ≥93 % в широком диапазоне нагрузок. Высокий показатель КПД в широком диапазоне нагрузки позволяет сократить потери электроэнергии в штатных режимах работы. Благодаря высокой энергоэффективности серии TEBECHOP 4000 существенно снижается потребление электроэнергии и сокращаются эксплуатационные расходы благодаря чему уменьшается и общая стоимость владения.

1.5. IGBT выпрямители

Другая инновационная технология выпрямителей – их построение на основе так называемых биполярных транзисторов с изолированным затвором, т.е. IGBT транзисторов (Рис.4.). При всей схожести IGBT и MOSFET – технологии, области их применения различаются: так, MOSFET целесообразно применять при мощностях единичного преобразователя до 5 кВт, то есть в типоразмерах модульных преобразователей. IGBT- технология более востребована при больших мощностях. Помимо того за счет более линейной, чем у MOSFET характеристики переключения транзистора происходит уменьшение образования гармоник как на входе, так и на выходе выпрямителя. На входе выпрямителя тиристорный ключ служит для защиты от коротких замыканий и ограничивает величину броска тока на трансформатор. После трансформатора напряжение подается на IGBT бустер – выпрямитель, преобразующий переменное напряжение в постоянное. Бустер, как и тиристорные ключи, управляется с помощью микроконтроллера, который в реальном времени отслеживает изменение выходного напряжения выпрямителя и состояние нагрузки (величину выходного тока) и с помощью ШИМ преобразования воздействует на бустер.

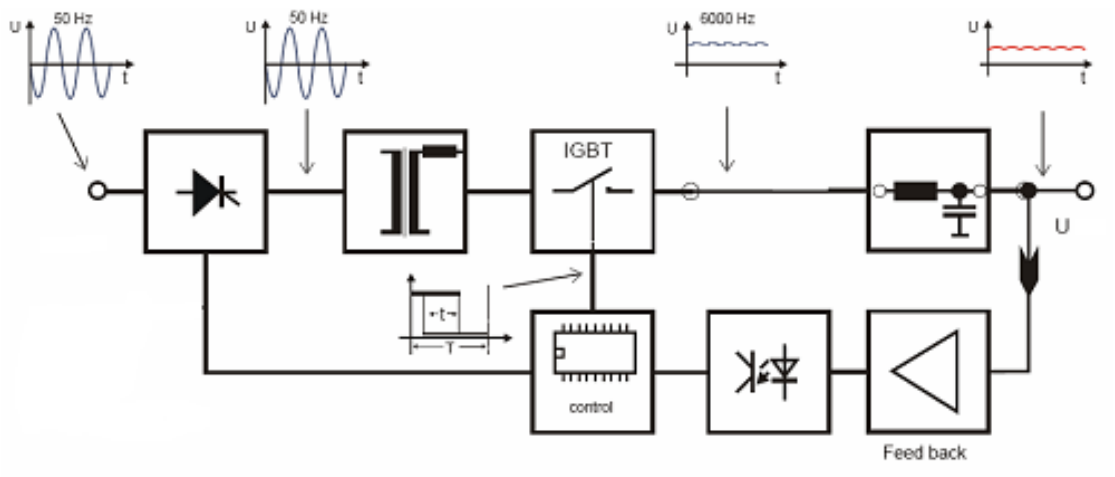


Рис.4. Блок-схема IGBT-выпрямителя

Резервирование таких выпрямителей возможно установкой двух систем, которые будут работать в режиме деления нагрузки.

Преимущества IGBT технологии:

- низкие пульсации (менее 1% без дополнительного фильтра);
- прекрасные динамические характеристики;
- коэффициент мощности 0,99 при нагрузке от 25% до 100%;
- небольшое искажение синусоидальности питающей сети (менее 5% при 100% нагрузке);
- компактная конструкция, небольшой объем.

К недостаткам IGBT – технологии следует отнести прежде всего высокую термонагруженность отдельных узлов и элементов установки, что ужесточает требования к системе охлаждения.

2. СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ СОПТ

Одним из основных условий эффективного функционирования подстанций является наличие надежных средств, обеспечивающих управление и контроль, защиту и автоматизацию всей системы и, в частности, на уровне СОПТ. Решение этой проблемы принципиально разделяется на 2 основные задачи.

Первая – использование системы мониторинга и контроля, в которой собирается информация с первичных датчиков, установленных на оборудовании, осуществляется мониторинг состояния элементов системы, оценивается механический и коммутационный ресурсы аппаратов и готовность оперативных цепей, производится управление коммутационными аппаратами. Анализ входной информации и выполнение операций аппаратами выполняется по алгоритмам, учитывающим процессы в оборудовании и внешнее влияние. Алгоритмы должны учитывать принципиальные особенности и конструктивное исполнение оборудования СОПТ. В системе мониторинга предусматривается ведение журнала с сохранением в памяти событий, происходящих в системе. Основные значения параметров системы выводятся на дисплей, установленный на передней дверце шкафа, расположенные там же светодиоды сигнализируют об аварийных ситуациях и других событиях.

В функциях управления шкафа должна обеспечиваться возможность ручного и дистанционного изменения параметров системы. Так же в системе мониторинга и управления СОПТ предусмотрены связи для передачи информации соответствующим подстанционным системам.

Другая задача создания надежной интеллектуальной СОПТ связана с ее оснащением современными датчиками. Для выполнения системой мониторинга своих функций необходимо использовать современные приборы, наиболее оправдавшие себя на практике.

Примером такой системы является контроллер MCU 2500, производимый фирмой BENNING, который обеспечивает местный мониторинг, контроль систем электропитания и ведение журнала неисправностей. Гибкая конфигурация, обширные возможности и ультрасовременная конструкция, разработанная с учетом всемирного опыта, позволяет назвать ее интеллектуальной и удовлетворяющей всем требованиям, применяемым к оборудованию интеллектуальных сетей и подстанций. MCU 2500 имеет модульную конструкцию. Базовый модуль (центр системы MCU) соединяется с электропитающим оборудованием (выпрямителями, инверторами, конверторами, панелями распределения нагрузки), измерительными модулями, панелью управления и светодиодной картой мониторинга. Интерфейсные компоненты для дистанционного управления, такие как TCP/IP адаптер, модем или персональный компьютер также подсоединяются к базовому модулю. Благодаря такой конструкции, система конфигурируется непосредственно исходя из выдвигаемых к ней требований, что позволяет производить контроль всех важных параметров и не удорожать ее за счет ненужных функций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Система оперативного постоянного тока является одним из важных элементов современной интеллектуальной подстанции, поэтому к ней применяются высокие требования. Для обеспечения бесперебойной и качественной работы систем управления подстанции необходимо ответственно подойти к выбору СОПТ, основываясь на преимуществах и недостатках представленных выше систем, учитывая как характеристики систем, так и надежность оборудования, беря во внимание опыт использования, наличие необходимых сертификатов и репутацию производителя.

ЛИТЕРАТУРА

1. В.Н. Вариводов, А.Г. Мордкович и др. «Основные направления создания комплекса оборудования для интеллектуальных электрических сетей», журнал «Электротехнический рынок» №4 (40) 2011.
2. Стандарт СО 153 - 34. 20.122-2006 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.
3. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.40.041-2010
   Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования.
4. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.120.40.093-2011
   Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС
   Типовые проектные решения

УДК 621.316.925

ПРОГРАММА ВЫБОРА НАГРУЗКИ НА ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА МЕТОДОМ «ЭКРА»

А.А. Шурупов, Малый А.П. (ООО НПП «ЭКРА»)
В.И. Нагай , А.Д. Рыбалкин (Южно-Российский государственный политехнический университет имени М.И. Платова (НПИ)

Аннотация: выбор нагрузки на трансформаторы тока при применении микропроцессорных устройств релейной защиты имеют ряд особенностей. В частности необходимо дополнить проверкой на обеспечение времени достаточно точной трансформации.

Ключевые слова: трансформатор тока, выбор нагрузки, погрешность, ток короткого замыкания, микропроцессорные устройства релейной защиты.

Summary: choice of load of current transformers at use of microprocessor devices of relay protection have a number of features. In particular it is necessary to add with check on providing time of rather exact transformation.

Keywords: current transformer, loading choice, error, current of short circuit, microprocessor devices of relay protection.

В соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2001 производители трансформаторов тока (ТТ) обязаны гарантировать работу ТТ с погрешностью не больше заданной при протекании по первичной обмотки ТТ вынужденной составляющей тока короткого замыкания (ТКЗ) с кратностью не больше заданной. При этом все три погрешности, а именно токовая, угловая и полная вычисляются за время равное периоду промышленной чистоты. Можно показать, что в зависимости от характера нагрузки и относительного содержания свободных составляющих в ТКЗ форма вторичного тока при одной и той же величине токовой погрешности будет существенно отличаться [1]. Алгоритмы функционирования современных микропроцессорных (МП) устройств релейной защиты (УРЗ) предполагают следующие действия:

- Сбор необходимого количества замеров тока, достаточного для обработки сигнала (выборка минимально необходимого количества отсчётов входной величины).
- Отработка алгоритма с выдачей сигнала в случае, если возникла такая необходимость.
- Производство следующего замера и замена первого сигнала выборки со сдвигом всей последовательности замеров и добавление последнего сигнала к выборке.

Таким образом, видно, что современные МП УРЗ обрабатывают последовательность мгновенных значений тока, а в соответствии с требованиями ГОСТ регламентируются интегральные характеристики токов. Это противоречие необходимо устранить путем регламентации мгновенных значений отклонения вторичного тока от величины приведённого первичного тока. Следовательно, для алгоритмов функционирования МП УРЗ важно гарантировать минимальное мгновенное значение погрешности $F_{мгн}$ вторичного тока по отношению к первичному приведенному току, которое можно рассчитать по формуле

$$F_{мгн} = \frac{i_2(t) - i_1''(t)}{i_1''(t)} \qquad (1)$$

где $i_1^{''}(t)$- значение приведённого первичного тока в момент времени t;

$i_2(t)$ – значение вторичного тока в момент времени t.

Эта погрешность в процессе обработки данных становится составляющей итоговой погрешности. Кроме неё для расчёта величины итоговой погрешности необходимо учесть методическую и инструментальную погрешности [2,3].

Важно так же обеспечить время, необходимое для сбора информации МП УРЗ, так как в противном случае не будет последовательности значений минимально необходимой длины [4].

Из этого следует, что три типа интегральных погрешностей не обеспечивают достаточных условий, необходимых для анализа поведения и разработки алгоритмов функционирования МП УРЗ в условиях интенсивных электромагнитных переходных процессов.

Кроме того, традиционная практика выбора нагрузки на ТТ сводилась к определению допустимой нагрузки по кривым предельных кратностей [3]. В настоящее время такой подход не всегда может быть реализован. Во-первых при проектировании отсутствуют кривые предельных кратностей для многих ТТ , особенно иностранного производства. Во-вторых появились предложения применять ТТ с допустимой погрешность 5%. В этом случае целесообразно применить метод базисных параметров [4].

Для выбора нагрузки на ТТ с учётом необходимости обеспечить время достаточно точной трансформации (ДТТ) [5] необходимо дополнить существующую методику выбора нагрузки на ТТ по этому условию.

Необходимость такой проверки объясняется тем, что кроме периодической составляющей в токе короткого замыкания может содержаться апериодическая составляющая, которая является однополярной. В этом случае насыщение сердечника ТТ происходит существенно быстрее, чем при воздействии только периодической составляющей. В [6] показано, что величина нагрузки, подключённой ко вторичной обмотке ТТ, влияет на время насыщения сердечника ТТ только в первом периоде. При насыщениях сердечника ТТ во втором и последующих периодах на момент наступления насыщения влияет постоянная времени затухания апериодической составляющей (Т1). Следовательно, величина $Z_{доп}$, выбранная по условию трансформации периодической составляющей с погрешностью не больше заданной является максимально возможной. В случае, если при выбранной таким образом величине $Z_{доп}$ время насыщения сердечника ТТ (длительность интервала ДТТ) оказывается меньше допустимого по условиям работы измерительных органов (ИО) защиты данного типа величину $Z_{доп}$ необходимо уменьшить.

Проектирование релейной защиты и противоаварийной автоматики электрических станций и подстанций представляет достаточно трудоемкий процесс, включающий два вида работ:

- рутинные работы, которые занимают до 70-80 % времени;
- творческие работы, которые составляют соответственно 30-20 % времени.

В связи со сказанным представляется целесообразно рутинную работу алгоритмизировать, разработать для нее программы или процедуры и за счет внедрения этих программ повысить производительность труда проектировщиков и в целом снизить стоимость проекта[7]. Такие подходы уже известны и были предприняты. Работы по созданию программы

выбора сечения кабеля в токовых цепях релейной защиты были начаты в Южно-Российском государственном техническом университете (Новочеркасском политехническом институте) еще в 70-80 годы 20 века [8]. Программы были разработаны для ЭВМ типа «Минск-32» и «ЕС ЭВМ». Они были внедрены в практику проектирования в Ростовском отделении института «Теплоэлектропроект», Ростовском и Горьковском отделениях института «Энергосетьпроект». Параллельно такие работы велись и в Павлодарском политехническом институте [9,10].

Известно два подхода при создании программ:

1. Создается программа, которая потом распространяется в качестве загрузочного модуля и в случае необходимости внести в нее изменение, рассылаются файлы всем пользователям, которые потом самостоятельно вставляют в готовые программы. Такой подход создает ряд неудобств, заключающийся в необходимости рассылки, отслеживания ситуации с тем внедрены ли эти изменения или нет, и приводят, в конечном счете, к тому, что у различных пользователей имеются различные версии программ.

2. Современное состояние информационных технологий позволяет предложить другой путь, который избавляет от необходимости рассылать файлы и следить за состоянием программ у пользователей и так далее.

С учетом современных тенденций в программной реализации автоматизированных систем проектных исследований и расчетов можно утверждать, что одним из перспективных направлений при создании таких систем (своеобразным «трендом») является использование технологии «облачных вычислений», основанной на использовании «облачной платформы».

Под облачной платформой понимается такая архитектура и организация вычислительных процессов, при которой все вычислительные ресурсы и средства управления ими концентрируются в одном месте – мощном вычислительном комплексе компании (центре обработки данных - ЦОД). Доступ к ресурсам осуществляется удаленно через интранет/интернет, что позволяет построить распределенную среду для проектирования, высокопроизводительных научно-технических вычислений и обработки данных. При этом все прикладные программы, расположенные на облачной платформе, имеют собственный веб-интерфейс, и пользователи взаимодействуют с ними непосредственно из интернет-браузера. Построенные таким образом программы получили название «Программы как сервис» («Software as Service» или SaaS).

Внедрение облачной платформы на предприятии позволяет: снизить затраты и сократить сроки внедрения систем проектирования и научно-технических расчетов, а также перейти от автоматизации отдельных шагов процессов в виде вызовов различных приложений или расчетных программ к созданию единого информационного пространства для проектных и исследовательских работ.

Основное преимущество технологии «облачных вычислений» для пользователей заключаются в том, что к облачному сервису можно подключиться в любом месте и с любого устройства, имеющего выход в интернет. Кроме того, пользователю не нужно приобретать, скачивать и устанавливать прикладные программы на своем компьютере, отслеживать и постоянно обновлять версии программного обеспечения.

Авторами статьи выполнена реализация программы выбора сечения кабеля в токовых цепях релейной защиты в формате «программа как сервис». Данная программа размещена в сети интернет и доступна пользователям через любой интернет-браузер. Скачать программу бесплатно можно по ссылке http://asop-expert.ru/SECH_KABEL/index.php .

В настоящее время продолжается работа по созданию и других программ для проектных и научно-технических расчетов в области релейной защиты и противоаварийной автоматики электрических станций и подстанций, которые в совокупности и составят единое информационное пространство для проектных и исследовательских работ.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Подгорный Э. В., Хлебников С. Д. Моделирование и расчёты переходных режимов в цепях релейной защиты. - М.: Энергия, 1974.-208 с.

[2] Подгорный Э.В., Рыбалкин А.Д. Фоменко Г.П. Анализ дискретных алгоритмов токовых измерительных органов. Изв. Сев-Кав. Научного центра высшей школы. Техн. науки. 1983. №2.

[3] Королев Е. П., Либерзон Э. М. Расчёты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты.-М.: Энергия, 1980.- 207с.

[4] Дроздов А.Д. Расчёт режимов трансформаторов тока в релейной защите по номинальным и базисным параметрам. – Электричество, 1968, №6 с. 72-75.

[5] Добродеев К.М., Добродеев М.К. и Рыбин Д.В. «Расчёт защитных трансформаторов тока и их вторичных цепей (взгляд проектировщика). Релейная защита и автоматизация. Чебоксары. 2012. № 02(07). С. 14-25.

[6] Богдан А.В. Переходный ток идеализированного трансформатора тока. Изв. Вузов – Электромеханика,1972, №5, с.497-502.

[7] Подгорный Э.В., Рыбалкин А.Д. Негримовский П.Я., Зубкова Н.В. Автоматизация расчёта сечений жил контрольных кабелей в токовых цепях релейной защиты// Изв. Вузов СССР – Электромеханика.1981г. №12.с.208-211.

[8] Рыбалкин А.Д. О системе автоматизированного проектирования релейной защиты.- Известия СКНЦ ВШ. Серия Технические науки. 1979, №3, с.30-32.

[9] Богдан А.В. Программный комплекс для расчёта погрешностей трансформаторов тока// Изв.вузов - Электромеханика. 1992.№6.-С.100-106.

[10] Богдан А.В. Расчёт сечения контрольных кабелей трансформаторов тока, включённых на сумму токов. //Сб. Казахского политехнического института – Рабочие процессы и совершенствование теплотехнических устройств и электрических систем. Алма-ата. 1977. Вып. №8.-С.38-41.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ:

Шурупов Алексей Александрович, к.т.н., зав. отделом подстанционных защит НПП «ЭКРА»,

Малый Альберт Петрович, к.т.н. ведущий инженер отдела подстанционных защит НПП «ЭКРА»,

Нагай В.И. д.т.н., профессор, зав. каф. «Электрические станции и электроэнергетические системы»,

Рыбалкин Алексей Дмитриевич, к.т.н., доцент, доцент каф. «Электрические станции и электроэнергетические системы» a2610@yandex.ru

УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ В СХЕМАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА

Шапеев А.А., Фролов С.Е. (ЗАО «ЧЭАЗ»)

С начала 90-х годов на объектах ЕЭС России началось широкое внедрение устройств РЗА, выполненных на микропроцессорной (МП) базе. Начало внедрения МП устройств РЗА в энергосистемах России сопровождалось пересмотром нормативной документации, а также выпуском ряда стандартов. Так основным документом, определяющим требования к МП устройствам РЗА, на сегодня остается РД 34.35.310-97 «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем», разработанный специалистами Департамента науки и техники РАО «ЕЭС России». Первыми МП устройствами РЗА, введенными в работу на территории ЕЭС России, были устройства ведущих зарубежных производителей – ABB, Siemens и др. В дальнейшем появились устройства МП РЗА отечественного производства для всех классов напряжений [5].

На сегодняшний день накоплен значительный опыт эксплуатации МП РЗА устройств как отечественного, так и зарубежного производства. Начато внедрение МП устройств 5-го поколения – Интеллектуальные Электронные Устройства (ИЭУ). Поскольку новое поколение устройств обладает качественно новыми функциями, появились новые разделы проектной документации: функциональная схема защиты, схема внутренней логики, бланки параметрирования и т.д.

Функциональная схема терминала РЗА - документ, отображающий с помощью графических элементов и условных обозначений назначение устройство и выполняемые им функции. Возможности современных терминалов РЗА позволяют им выполнять целый ряд защитных и вспомогательных функций. Поэтому, для понимания назначения устройства на защищаемом объекте, условное обозначение терминала РЗА и его используемых функций должно быть максимально информативным и, по возможности, общепринятым. Зарубежные производители МП устройств РЗА при разработке технической документации, в большинстве случаев, используют стандартизованные международными институтами системы условных обозначений [2, 3]. Как правило, условные обозначения представляют собой цифровой код [2], текстовое обозначение либо графический символ [3], которые точно определяет функцию или элемент системы РЗА. Это обеспечивает однозначность понимания технических документов, выполненных на различных языках.

Система условных графических обозначений, предназначенная для использования в отечественной документации, определена национальным стандартом [1]. Она базируется на одной из предыдущих редакций стандарта МЭК [3], но имеет некоторые, хотя и несущественные, различия по сравнению с ней. Национальный стандарт [1], по нашему мнению, более полно и качественно применим при рассмотрении традиционных устройств РЗА (электромеханических и микроэлектронных), по принципу действия предназначенных для выполнения какой-то одной (реже – нескольких) функции РЗА. Возможности отображения комплектов реле (под которыми можно подразумевать, в общем случае, и МП терминалы) в стандарте ограничены и приведены только в виде простых комплектов токовых и им подобных реле (напряжения и мощности). Поэтому представление полнофункциональных МП терминалов со всеми защитами при помощи условно-графических обозначений (УГО) элементов по [1] бывает часто затруднительным. На практике широкое применение нашло графическое отображение выполняемых функций в виде геометрических блоков с текстовым заполнением – общепринятыми в РФ сокращениями наименования защит (ДЗ, ТНЗНП, МТЗ и т.п.) либо, в редких случаях (рис.1), - при помощи указанного выше цифрового метода обозначения по [2].

Зарубежные производители МП РЗА используют, преимущественно, стандарт [2] как в своей технической документации - руководствах по эксплуатации и наладке – так и в специализированном программном обеспечении для обслуживания и настройки терминалов РЗА, руководствах по эксплуатации на эти устройства и в их интерфейсах «человек-машина». В то же время, в документации некоторых производителей встречается система обозначений по МЭК [3]. Система обозначений, принятая в [2], не нашла широкого применения в технической литературе

отечественных производителей МП устройств РЗА, тогда как значительная часть производителей широко использует систему УГО, регламентированную отечественным стандартом [1].

На рисунке 1 показан вариант краткого представления функциональной возможностей устройства МП РЗА, используемого для защиты конкретного элемента – воздушной линии, т.е. применяемые для этих целей функции РЗА. Функциональная схема на рисунке 2 отображает полный перечень функций, доступных для использования при применении данного типа устройства.

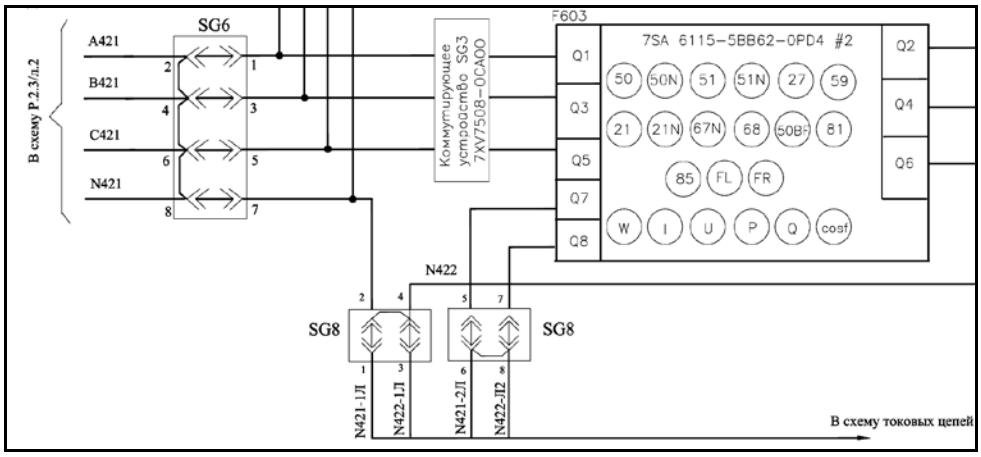


Рис.1. Фрагмент поясняющей схемы токовых цепей защиты линии с функциональной схемой МП терминала РЗА типа 7SA611, включенного в эти цепи

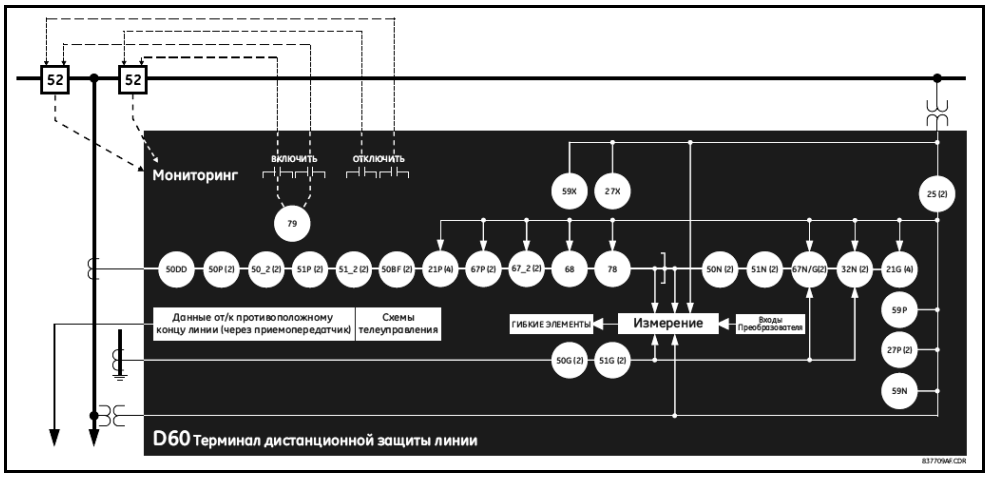


Рис.2. Вариант представления функциональной схемы МП устройства РЗА на примере терминала защит линии D60 серии UniversalRelay

Другая система обозначений типовых функций РЗА появилась как результат применения на энергетических объектах систем автоматизированного управления процессами (АСУТП), включающих в себя устройства РЗА, в том числе, последнего поколения – ИЭУ. Например, быстро развивающийся протокол IEC (МЭК) 61850 подразумевает свою независимую классификацию функций и устройств РЗА как логических узлов [6].

В таблице 1 приведено сравнение обозначений некоторых основных функций релейной защиты в трех системах – по ГОСТ 2.767-89, IEEE Std C37.2™-2008 и в IEC 61850-7-4.

Одним из наиболее ответственных разделов технической документации, сопровождающей МП терминалы РЗА в процессе наладки и дальнейшей эксплуатации, являются схемы внутренней логики. Причем повышенного внимания они требуют в устройствах с частично и полностью свободно конфигурируемой логикой. При рассмотрении схем внутренней логики терминалов можно сделать вывод, что обозначение типовых элементов логики не вызывает вопросов и соответствует, чаще всего, как требованиям стандарта [7], так и его зарубежных аналогов. Однако указанный ГОСТ не содержит требований к УГО более сложных логических и прочих элементов, выполняющих более сложные операции, в том числе: математические операции обработки сигналов,

формирование команд управления с обратной связью, многопозиционных сигналов положения аппаратов, преобразование различных типов сигналов и т.д. и т.п. В связи с этим, на практике возникает некоторая вольность в применении обозначений различных элементов логики, особенно при создании технической документации различными проектными организациями. Кроме того, для устройств с полностью свободно конфигурируемой логикой, встает правомерный вопрос – какова необходимая и достаточная детальность отображения элементов в общей схеме функционирования устройства?

Необходимо отметить, что единая отечественная нормативная и информационная база для многих аспектов проектирования современных устройств РЗА отсутствует и на сегодняшний день [4]. Указанные обстоятельства некоторым образом, иногда значительно, усложняют применение в проектах и дальнейшую эксплуатацию современных микропроцессорных устройств РЗА. Использование требований международных стандартов в части условно-графических обозначений также имеет свои ограничения - стандарты [2, 3] опубликованы на английском языке, причем стандарт [3] распространяется на платной основе. Поэтому широкое применение российскими специалистами данных стандартов несколько затруднено.

Наименование реле	ГОСТ 2.767-89 (МЭК 617-7 - 83)	IEEE Std C37.2™-2008 (ANSI-код)	Логический узел IEC 61850-7-4
1. Реле максимального тока	I>	50	PIOC
2. Реле максимального тока с выдержкой времени	I>	50	PTOC
3. Реле максимального тока с зависимой от тока выдержкой времени	I>	51	PTOC
4. Реле токовой отсечки	I≫	50	PIOC
5. Реле обратного тока	I←	-	
6. Дифференциальное реле тока	I_d	87	PDIF
7. Дифф. реле тока с торможением	I_d/I	87	PDIF
8. Реле максимального напряжения	U >	59	PTOV
9. Реле минимального напряжения	U<	27	PTUV
10. Реле, симметричных составляющих тока: прямой, обратной и нулевой последовательности	I_1 I_2 I_0	- 46 -	PTOC
11. Реле тока, срабатывающее при замыканиях на землю	$I_{\pm}$	-	-
12. Реле минимальной мощности	P<	37	PDUP
13. Реле сдвига фаз	φ	78	-
14. Реле сопротивления	Z <	21	PDIS
15. Реле активной мощности	P	-	-
16. Реле реактивной мощности	Q	-	-
17. Реле снижения частоты	f<	81	PTUF
18. Реле повышения частоты	f>	81	PTOF

Таблица 1. Обозначение некоторых основных типов реле в различных стандартах

ВЫВОДЫ:

1. Отсутствие полноценной отечественной нормативной и информационной базы в части УГО элементов в схемах РЗА различного назначения является препятствием единообразию в создании этих схем.

2. Необходима разработка требований или рекомендаций, дающих четкое представление о том, какая нормативная база обязательна к использованию при создании указанной выше технической документации по РЗА.

3. Необходима доработка действующего стандарта [1] с учетом реалий современного состояния устройств РЗА (МП РЗА) и с дополнениями, отражающими многообразие защитных функций, которыми оснащены эти устройства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Обозначения условные графические в электрических схемах. Реле защиты. ГОСТ 2.767-89 (МЭК 617-7–83). ИПК Издательство стандартов, 2004 г.

[2] IEEE Std C37.2™-2008. IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations. New York, NY 10016-5997, USA, 2008.

[3] IEC 60617 - Graphical Symbols for Diagrams. International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, Switzerland, 2010.

[4] А.В. Рожкова, С.Я. Петров, Т.Л. Бахвалова, О.Н. Новикова, В.И. Козлов. Некоторые аспекты освоения и проектирования микропроцессорных устройств РЗА различных производителей. // II международная научно-практическая конференция «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России», Чебоксары, 2013 г.

[5] А.А. Шапеев, С.Е. Фролов. Опыт реализации проектов релейной защиты и автоматики с использованием МП-терминалов зарубежного производства // XX конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем 2010», Москва, 2010 г.

[6] IEC 61850-7-4 Ed.2: Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes

[7] Обозначения условные графические в схемах. Элементы цифровой техники. ГОСТ 2.743-91. ИПК Издательство стандартов, 2003 г.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ПО ВЫБОРУ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА ЛЭП 110-750 кВ СЕРИИ SIPROTEC

Вдовин С.А., Шалимов А.С. (ООО «НПП «Селект», Чебоксары)

В настоящее время в ЕЭС России используется широкий спектр современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) серии SIPROTEC фирмы «Siemens AG». При этом методическое обеспечение расчета параметров срабатывания для большого количества устройств РЗА производства фирмы «Siemens AG» на объектах ЕНЭС отсутствует, либо недостаточно удовлетворяет современным требованиям.

НПП «Селект», с 2008 г. ведёт разработку методических указаний по выбору параметров срабатывания микропроцессорных устройств РЗА различных изготовителей. В данном направлении, по заданию ОАО «ФСК ЕЭС», НПП «Селект» в 2008-2011 гг. разработаны методические указания по выбору параметров срабатывания микропроцессорных устройств РЗА фирм НПП «ЭКРА», «Siemens AG», «ABB», «AREVA/Alstom Grid» и «General Electric» для элементов ПС ЕНЭС в т.ч.:

- шунтирующих реакторов (ШР) 110-750 кВ;
- управляемых шунтирующих реакторов (УШР) 110-750 кВ типа РТУ;
- батарей статических конденсаторов (БСК) 110-330 кВ;
- синхронных компенсаторов (СК) 6-20 кВ;
- линий (ЛЭП) с односторонним питанием (включая тупиковые) 110-330 кВ.

В разработанных Методических указаниях, в качестве обязательных, рассматриваются основные (генеральные) требования к функциям защиты, содержащиеся в ПУЭ и выпусках Руководящих указаний по релейной защите присоединений электрических станций и сетей (60-80-е гг., СССР).

В перечисленных разработках НПП «Селект» рассматриваются единые принципы функций релейной защиты с максимально возможными обобщениями для всех рассматриваемых типов микропроцессорных устройств РЗА, но при этом учитываются многочисленные индивидуальные особенности и новые качества, присущие отдельным устройствам РЗА различных изготовителей.

Кроме того, по отдельному заказу ООО «Сименс» в 2008-2011 гг. разработаны методические указания по выбору параметров срабатывания микропроцессорных устройств РЗА серии SIPROTEC 4 («Siemens AG») для электросетевых элементов, в т.ч.:

- шунтирующих реакторов 110-750 кВ;
- трансформаторов ВН 110-220 кВ;
- автотрансформаторов (АТ) ВН 220-750 кВ;
- сборных шин 110-750 кВ.

Разработанные методические указания по расчету уставок РЗА, содержат полный объем выбора параметров срабатывания для основных и резервных защит объекта, т.е. актуальны для расчётных отделов и МЭС/ПМЭС ФСК и ОДУ/РДУ СО ЕЭС.

В 2013-2014 гг. были разработаны и продолжают разрабатываться отдельными документами: МУ для серии SIPROTEC 4 для линий с односторонним питанием (включая тупиковые) 110-330 кВ и МУ для транзитных ЛЭП 110-750 кВ.

В составе МУ для транзитных ЛЭП рассматриваются функции РЗА, применяемые согласно требованиям руководящих документов:

- дифференциальная защита линии;
- дистанционная защита (ДЗ) с блокировками при качаниях и неисправностях в цепях напряжения;
- резервная (аварийная) токовая защита;
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);
- телеускорение ДЗ и ТЗНП;
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- трёхфазное автоматическое повторное включение (ТАПВ) и контроль синхронизма;
- однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ).

При разработке новых МУ, как правило, также учитываются уникальные возможности и преимущества современных микропроцессорных устройств РЗА.

МУ для РЗА ЛЭП 110-750 кВ на базе устройств серии SIPROTEC 4 подразделяются на три части:

- РЗА ЛЭП с односторонним питанием (тупиковые) 110-330 кВ, которые входят в зону расчётов МЭС и ПМЭС ФСК ЕЭС;
- РЗА транзитных ЛЭП 110-220 кВ, которые входят в зону расчётов РДУ СО ЕЭС;
- РЗА транзитных ЛЭП 330-750 кВ, которые входят в зону расчётов ОДУ СО ЕЭС.

Структура МУ, в общем виде соответствует поздним выпускам Руководящих указаний по релейной защите (например [1, 2]), и состоит из следующих разделов и приложений:

- функционального описания РЗА рассматриваемого объекта (ЛЭП);
- структурных схем распределения функций РЗА относительно трансформаторов тока и напряжения объекта;
- методических указаний по выбору уставок функций РЗА;
- таблицы применения функций РЗА в конкретных МП устройствах РЗА;
- таблиц параметрирования МП устройств РЗА;
- примеров выбора (расчета) параметров срабатывания функций РЗА.

В настоящее время все методические указания, разработанные до 2014 года, приняты заказчиками, утверждены или находятся в стадии утверждения. Разработки 2014 года проходят рецензирование у экспертов и заказчика.

Далее остановимся на некоторых возможностях современных устройств РЗА, которые были рассмотрены в методических указаниях РЗА ЛЭП 110-750 кВ.

1. Дистанционная защита (ДЗ) от всех видов КЗ.

Рассматриваются условия выбора уставок для 4-х ступеней ДЗ. Расчётные условия для первой и второй ступеней выбираются аналогично Руководящим указаниям по релейной защите, вып. 7 [3]. Для третьей ступени традиционное условие отстройки от нагрузки для современных устройств РЗА с полигональными характеристиками срабатывания, имеющими опцию выреза нагрузки неактуально. Поэтому, 3-я и 4-я ступени ДЗ могут полноценно выполнять функцию дальнего резервирования. При этом для повышения эффективности, в зону действия 3-ей ступени ДЗ входит резервирование защит смежных ЛЭП, а в зону действия 4-й – дальнее резервирование защит трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и ее ответвлениях.

В настоящее время, на практике, применение ДЗ от КЗ на землю, как правило, ограничивается первой ступенью. В методических указаниях рассматриваются целесообразность применения и выбор уставок ДЗ от КЗ на землю (до 4-х ступеней), с учетом развития и усложнения схем электрических сетей 110 кВ и выше, а также широкого внедрения микропроцессорных устройств дистанционной защиты.

При этом существенно пересмотрен подход к выбору коэффициента компенсации нулевой последовательности $\underline{K}_0$, в связи с неоднородностью импеданса защищаемой зоны при замыканиях на землю. Расчет параметров нулевой последовательности расчетной зоны для рассматриваемой ступени (ступеней) ДЗ должен осуществляться с учетом нормально заземленных нейтралей трансформаторов в расчетной схеме сети, и коэффициентов токораспределения. Оптимальное значение коэффициента $\underline{K}_0$ предполагает выбор величины, которая в большинстве наиболее распространенных режимов работы защищаемой ЛЭП и прилегающей сети, обеспечивает приемлемую чувствительность данной ступени (ступеней) ДЗ при замыканиях на землю в защищаемой зоне и, одновременно, отстройку (недействие) указанных ступеней при замыканиях на землю вне защищаемой зоны.

Применение ступеней ДЗ от КЗ на землю целесообразно при наличии отдельного коэффициента компенсации нулевой последовательности для каждой ступени ДЗ. При этом следует отметить недостаток ДЗ SIPROTEC 4 имеющей лишь две отдельные уставки $\underline{K}_0$ (для первой и всех последующих ступеней), что несколько ограничивает селективность действия всех ступеней ДЗ от КЗ на землю.

2. Телеускорение (ТУ) ДЗ и ТЗНП.

В методических указаниях рассмотрены не только традиционные виды ТУ, но и новые реально применимые в эксплуатации способы ТУ ДЗ и ТЗНП, рекомендуемые (по критериям

надежности) для всех возможных (включая цифровые) каналов и средств передачи данных РЗА, в том числе следующие.

Способы телеуправления ДЗ:

- передача разрешающего сигнала от ступени с неполным охватом при использовании на противоположном конце ускоряемой ступени, PUTT;
- передача сигнала прямого отключения от ступени с неполным охватом;
- передача разрешающего сигнала от ступени с полным охватом, POTT;
- направленная деблокировка;
- направленная блокировка.

Способы телеуправления ТЗНП:

- сравнение направлений при пуске защиты;
- способ направленной деблокировки;
- способ направленной блокировки.

3. Автоматическое повторное включение.

Наравне с пуском АПВ по несоответствию команды и положения выключателя (традиционный метод), в МУ рассматривается способ пуска АПВ по факту срабатывания функций защиты на отключение, предусматривающий запуск циклов АПВ с различными выдержками времени по критерию послеаварийного режима (опробование линии/шин, или др.), включая циклы ОАПВ. При этом используются как собственные алгоритмы функции АПВ, так и дополнительная CFC-логика устройства.

4. Реализация ОАПВ линий электропередачи.

Наряду с традиционными избирателями поврежденной фазы на основе дистанционных органов от замыканий на землю в устройствах ДЗ SIPROTEC 4, функция ТЗНП имеет возможность самостоятельного определения типа КЗ и выбора поврежденной фазы с помощью оценки фазных величин токов и напряжений и расчета симметричных составляющих тока при повреждении. Таким образом, обеспечивается независимое действие функции ТЗНП на пофазное отключение при замыканиях на землю на линии в сети с глухозаземленной нейтралью.

В заключении, хотелось бы особо отметить, что современные подходы к решению проблемы учета погрешности измерения электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) в расчетах уставок РЗА (в том числе, стандарты и рекомендации зарубежных изготовителей устройств) далеко не всегда отвечают принципам надежности и селективности действия защит, а прежние отечественные методики, в данном отношении во многом утратили актуальность. По нашему мнению, эта задача также не может и не должна решаться в рамках МУ по расчету уставок РЗА, ввиду необходимости глубокой теоретической проработки указанного вопроса, а также формирования новых требований и стандартов изготовления ТТ, традиционно применяемых для нужд РЗА.

Таким образом, предприятие НПП «Селект» продолжает развивать научно-исследовательское направление в части разработки нормативно-технической документации для современных МП устройств РЗА различных изготовителей.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13 А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Схемы. М.: Энергоатомиздат, 1985.

[2] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13 Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1985.

[3] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. М.: Энергия, 1966.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Вдовин Сергей Аркадьевич, руководитель группы проектирования.
Шалимов Александр Станиславович, ведущий инженер.

СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ СЕТЕЙ ПОСТОЯННОГО И ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

А.С.Дордий, А.П. Хрипков, В.Г.Шуляк (ООО «НИИ энерготехнологий»)

Электрические сети постоянного и переменного тока автономных электроэнергетических систем (ЭЭС) характеризуются разветвленностью и наличием большого количества ответственных потребителей. Ухудшение изоляции присоединений и потребителей относительно земли приводит к появлению значительных величин токов утечки, приводящих к возникновению тлеющих разрядов, которые могут перейти в дуговые замыкания. Длительное наличие повреждения изоляции одного полюса может привести при повреждении изоляции другого полюса к коротким замыканиям между полюсами.

В соответствии с техническими требованиями, предъявляемыми к системе диагностирования (контроля) изоляции, в сетях постоянного и переменного тока должны быть предусмотрены контроль общего сопротивления изоляции сети, контроль сопротивлений изоляции присоединений и автоматическое определение поврежденного присоединения. Поэтому среди мероприятий, направленных на повышение безаварийности и бесперебойности электроснабжения, особое значение придается решению задачи своевременного обнаружения дефектов, начинающих развиваться в изоляционной конструкции. При этом существуют два подхода для выбора системы поиска присоединения (оборудования) со сниженным сопротивлением изоляции.

При контроле только общего сопротивления изоляции электрической сети метод поиска поврежденного присоединения основывается на восстановлении уровня эквивалентного сопротивления изоляции системы при отключении поврежденного фидера. Поиск проводится путем поочередного отключения фидеров от распределительных щитов. Основными недостатками такого подхода являются следующие.Определение поврежденного участка сети сопровождается нарушением электроснабжения потребителей, в том числе, с нормальным сопротивлением изоляции, требует значительного времени невозможно в режимах, не допускающих отключения потребителей. Большинство применяемых в настоящее время устройств общего контроля сопротивления изоляции, как правило, имеет одноканальное исполнение, и поэтому на каждый гальванически развязанный участок сети необходимо устанавливать дополнительное устройство контроля. В последнее время были разработаны многоканальные устройства контроля общего сопротивления изоляции, позволяющие измерять общее сопротивление изоляции нескольких электрически несвязанных участков. Однако принцип нахождения поврежденного присоединения путем поочередного отключения остался без изменения.

Второй подход к указанной проблеме заключается в применении устройств, совмещающих свойства методов контроля общего сопротивления изоляции и контроля сопротивления изоляции отдельных фидеров. В настоящее время существуют несколько

основных методов контроля сопротивления изоляции фидеров, использующих активные способы, основанные на подключении к шинам сети резисторов, наложении на сеть напряжения переменного тока определенной частоты, наложении на сеть однополярного или двухполярного импульса напряжения (тока) от вспомогательного регулируемого источника. Характеристики устройств, реализующих данные способы контроля сопротивления изоляции фидеров, определяются величиной напряжения вспомогательного источника тока, величиной подключаемых резисторов и чувствительностью датчиков, устанавливаемых на контролируемых фидерах.

В ООО «НИИ энерготехнологий» совместно с НИИ Энергетики ЮРГПУ (НПИ) был разработан ряд систем контроля сопротивления изоляции для низковольтных электрических сетей переменного и постоянного тока, которые эксплуатируются на автономных объектах. Устройства используют активный принцип контроля с применением вспомогательного источника (ВИ) постоянного напряжения и отстройкой по времени от емкостных составляющих токов утечки. В состав систем входят блок центральный (БЦ), блоки общего контроля (БОК), фильтры подключения (ФП), блоки селекции (БС) и преобразователи токов утечки (ПТУ). Разработанные устройства позволяют обнаружить повреждения изоляции с предельно низким уровнем сопротивления (вплоть до нуля).

Система контроля сопротивления изоляции типа СПК-02 предназначена для применения в автономной сети переменного тока с изолированной нейтралью и обеспечивает контроль сопротивления изоляции четырех гальванически несвязанных участков сети при общем числе фидеров до 96. Система состоит из одного БЦ, двух блоков БОК, четырех блоков БС и96 ПТУ .Блоки системы связаны в информационную локальную сеть магистральной структуры для управления обменом информацией. Результаты контроля, включая сообщения о результатах автотестирования отдельных узлов, выводятся на индикаторы всех блоков, при этом из БЦ возможен просмотр информации о состоянии изоляции любого фидера. На основе информации о состоянии блок-контактов выключателей система автоматически подключает к группе гальванически связанных участков сети только один БОК, при этом остальные остаются в горячем резерве. Диапазон контроля сопротивлений изоляции: в режиме контроля общего сопротивления изоляции - от 5 до 500 кОм, в режиме контроля сопротивлений изоляции присоединений - от 5 до 100 кОм.

Система контроля сопротивления изоляции типа СПОК-12предназначена для применения в сетях постоянного тока и обеспечивает контроль сопротивления изоляции трех гальванически несвязанных участков сети при общем числе фидеров до 14. Система состоит из одного БЦ, одного БОК, трех ФП, трех блоков БС и ПТУ (до 14 штук на один блок БС). Блоки системы связаны в линейную сеть радиальной структуры для управления обменом информацией. Диапазон контроля сопротивлений изоляции при в режиме контроля общего сопротивления изоляции - от 5 до 999 Ом, в режиме контроля сопротивлений изоляции присоединений - от 5 до 200 кОм.

Система контроля сопротивления изоляции типа СПК-21 позволяет осуществлять контроль сопротивлений изоляции 62 фидеров сети постоянного тока при числе гальванически не связанных участков до 14, а также контроль сопротивления изоляции 28 участков сети переменного тока. Информация о результатах контроля передается по интерфейсуRS232 в подсистему управления объектом, а также может быть получена из любого блока системы с помощью переносного прибора индикации.

В настоящее время на базе ранее созданных систем контроля сопротивления изоляции разработан унифицированный комплекс устройств с уменьшенными габаритами и расширенными функциональными возможностями, состоящий из устройства контроля общего сопротивления изоляции (УКОС) и устройств контроля сопротивления изоляции присоединений (УКСП).

Устройство УКОС предназначено для контроля сопротивления изоляции до 4-х гальванически развязанных сетей напряжением до 400В и состоит из блока общего контроля (БОК) и фильтров подключения к сети (ФП). Устройство осуществляет контроль общего сопротивления изоляции в диапазоне - 5…800 кОм .Допустимая общая емкость сети относительно земли – до 200 - 400 мкФ. Предусматриваются уставки срабатывания сигнализации: предупредительная и аварийная .Длительность одного цикла контроля при 4 точках подключения – до 10 с.Напряжение, накладываемое на полюса сети относительно корпуса – от 40 до 200 В.В устройстве предусматривается индикация, позволяющая отображать информацию о сопротивлении изоляции в точках контроля и состоянии устройства, а также интерфейс связи RS485 для передачи данных в систему управления объекта.

Устройство УКСП в сочетании с УКОС позволяет определять присоединение с поврежденной изоляцией без его отключения от сети. Устройство УКСП содержит блок контроля сопротивления изоляции присоединений (БКС) и измерительные трансформаторы (ИТ). Блок БКС обеспечивает контроль сопротивления изоляции 16 присоединений. Диапазон контроля сопротивления изоляции присоединения – (5 – 300) кОм при допустимой емкости присоединения относительно земли - 20 мкФ. Информация о состоянии сопротивления изоляции присоединений отображается на лицевой панели УКСП, УКОС или может передаваться по интерфейсу RS485 в систему управления подстанцией.

В целом система обеспечивает автоматический непрерывный контроль общего сопротивления изоляции 4– х гальванически несвязанных участков, а также контроль сопротивления изоляции до 320 присоединений. Описанная выше система диагностирования сопротивления изоляции может использоваться для сетей постоянного и переменного тока.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Дордий Анатолий Стефанович, к.т.н., технический директор ООО «НИИ энерготехнологий»,

Хрипков Алексей Николаевич, ведущий инженер ООО «НИИ энерготехнологий»,

Шуляк Виктор Григорьевич, к.т.н., профессор, руководитель ООО «НИИ энерготехнологий».

ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НАЛАДКИ И ОБСЛУЖИВАНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ СИСТЕМ РЗА

Шеметов А.С. (ЗАО «Юнител Инжиниринг»)

В середине 90-х годов 20 столетия началось внедрение микропроцессорных защит различных производителей. Большое количество вопросов и незнание материала приводило к навязыванию поставщиками тех решений, которые были заложены в терминал производителя. Если к тому же заказчику приходил другой поставщик то очень часто он предлагал другое решение которое было выстроено из учета его техники. Так, например у АББ функции ОАПВ были заложены в терминалы КСЗ а ТАПВ в терминалы автоматики выключателя. У Сименса функции ОАПВ и ТАПВ были заложены в терминалы АУВ выключателя. Каждое решение было обосновано функциональной оснащенностью терминала конкретного производителя. При этом создавались принципиальные схемы различающиеся построением и требующие различных подходов во всем:

1. В разработке РД
2. В наладке
3. В составлении программ включения объекта
4. В составлении бланков переключений
5. В составлении инструкций
6. В проведении необходимых проверках по обслуживанию устройств РЗА

Часто процесс эксплуатации, начинающейся после наладки, не учитывался под воздействием радужных рассказов поставщиков об отсутствии обслуживания терминалов и «вечной безотказной работе поставляемых устройств». Результатом всего стало резкое увеличение количества ложных и излишних срабатываний устройств РЗА. При этом обвинить поставщиков сложно так как обычно терминалы работают точно в соответствии с заданными параметрами и неправильные срабатывания это результат ошибок проектировщиков и наладчиков. За 20 лет внедрения наработан большой опыт начали появляться типовые решения и упрощаться обслуживание.

С приходом протокола 61850 возникла возможность передавать сигналы напрямую между терминалами не прибегая к выходным реле передающего устройства и дискретным входам принимающего устройства что значительно упрощает процесс проектирования и наладки. Создаваемая протоколом 61850 и локальной сетью Ethernet объекта единое информационное пространство создает легкий инструмент для передачи любой дискретной информации между устройствами. В первую очередь на базе данного инструмента началось создание оперативной блокировки что значительно улучшило ее надежность и работоспособность. Первые опыты были успешны, что побудило начать передавать сигналы работы УРОВ, отключения, запрета АПВ и другие. При пуско-наладочных работах процесс наладки и поэлементного опробования на отключенном оборудовании проблем не вызывает и проходит успешно со сдачей эксплуатации всего комплекса. В процессе эксплуатации уже через 1 год необходимо выполнять первый профконтроль 1К который по объему практически не отличается от наладки и тут же эксплуатация сталкивается с типовыми бланками переключений по которым необходимо вывести ключи и испытательные блоки но про пачкорды локальной сети не говорится ни чего. В результате при подаче аналоговых величин и задачи дискретных входов по локальной сети уходят сигналы отключения или УРОВ. Нужно отметить что проверка прохождения сигналов из терминала в АСУ ТП во время эксплуатации так же требуется и для этого необходимо наличие связи по локальной сети с АСУ ТП. Готовых решений по дальнейшей эксплуатации ни кто из зарубежных производителей не предлагает в связи с другим подходом к эксплуатации систем. На территории Российской Федерации продолжают действовать «правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750кВ и 0,4-35кВ» которые должны соблюдаться. В то же время отказываться от современных технологий нельзя.

ЗАО «Юнител-инжиниринг» предлагает решения основываясь на ремонтных режимах объекта и предлагает ряд мероприятий для исключения излишних и ложных срабатываний РЗА. В комплексных решениях ЗАО «Юнител-инжиниринг» предусмотрено создание двух уровней локальной сети.

1-ый уровень обеспечивает обмен информацией внутри одного присоединения – ВЛ, трансформатора, автотрансформатора, реактора. В данную сеть включаются 2-а полевых устройства поддерживающих протокол 61850 8.1 и 9.2 что обеспечивает:

- передачу токов и напряжений в формате 61850 9.2 в локальную сеть присоединения
- передачу информации в формате 61850 8.1 о состоянии коммутационных аппаратов относящихся к присоединению
- прием сигналов управления коммутационными аппаратами
- передачу сигналов между устройствами РЗА относящимися к одному присоединению
- передачу сигналов оперативной блокировки внутри присоединения

2-ой уровень обеспечивает передачу информации в АСУ ТП объекта:

- передачу аналоговой информации
- передачу дискретной информации
- передачу сигналов оперативной блокировки

Из сигналов передаваемых по 61850 относящимися к РЗА считаем возможным передачу во втором уровне только сигнала запрета АПВ. Согласно советской идеологии команды запрета АПВ были без накладок так как при прохождении данного сигнала не происходит отключений а совпадение 2-х событий крайне редко.

Для обеспечения выполнения текущих проверок в терминалах защит МРЗ будут выполнены программные ключи обеспечивающие блокировку команд и перевод GOOSe сообщений в режим теста и исключения их из обработки принимающими устройствами.

Создание локальной сети присоединения позволит существенно уменьшить объем кабельных связей и как следствие надежность всей системы. Вынесение на ОРУ 2-х устройств обеспечивающих оцифровку и передачу аналоговой информации с трансформаторов тока и напряжения. Для контроля выключателя 1-ое устройство обеспечивает контроль 1-го эектромагнита отключения и катушки включения, контроль состояния пружины, контроль элегаза, контроль оперативного тока и целостность цепей включения и отключения . 2-ое устройство обеспечивает контроль 2-го электромагнита отключения и контроль целостности цепи отключения. Оба устройства по выходным цепям воздействуют на оба электромагнита отключения и катушку включения что обеспечивает резервирование управления выключателя и отключения выключателя при КЗ от защит.

ЗАО «Юнител-инжиниринг» предлагает типовые программы по проверки поставляемых комплексов исключающие до минимума ошибки при дальнейшей эксплуатации.

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАРМА РМ3

Дыров А.Ю., Сулимов Д.В. (ООО «ПАРМА»)

В некоторых регионах России (как правило, в частном секторе) существуют проблемы с обеспечением тех.условий на присоединение потребителей с ограничением мощности до 15 кВт. Например, в Иркутской области зачастую не видно зимой дыма из печных труб, нет поленниц дров; «топят» электроэнергией в связи с ее низкой стоимостью. Часто пределы потребляемой мощности значительно превышают 15 кВт, но потребитель не спешит заявлять реально потребляемую мощность, поскольку тогда придется платить уже не 550 рублей, а рыночную цену. В результате сети перегружаются со всеми вытекающими последствиями. По предложению энергетиков Иркутского региона наша компания разработала оригинальное устройство (патент №111362 от 28.02.2011) и внедрило его в эксплуатацию в сетях 0,4 кВ частного жилого сектора Облкоммунэнерго.

В качестве силового элемента устройства используется бистабильное поляризованное реле (3-х фазное в РМ3 и однофазное в РМ1), не потребляющее энергии в обоих устойчивых положениях и с достаточной коммутационной способностью. Встроенные трансформаторы тока служат для измерения протекающего тока и одновременно питают энергией процессорную плату и обеспечивают запас энергии для переключения реле.

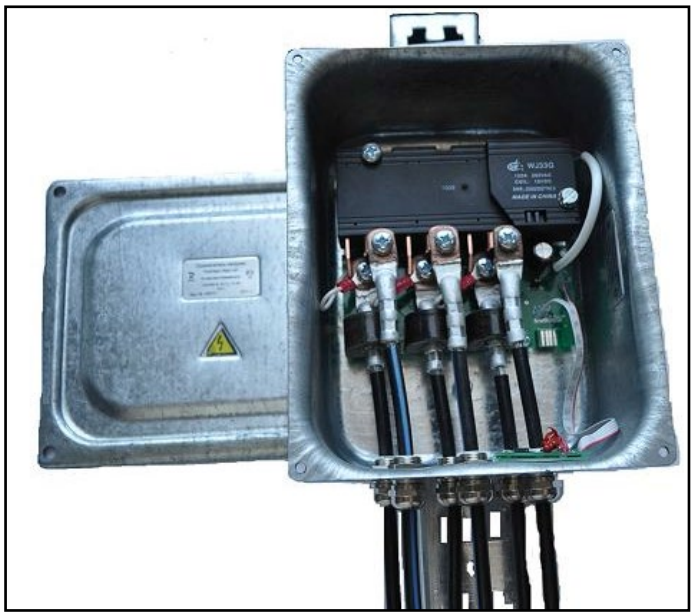


Рис.№ 1 Внешний вид РМ3

УСТРОЙСТВО ОБЕСПЕЧИВАЕТ:

1. Контроль величины суммарного потребляемого тока нагрузки в фазных проводах.
2. Отключение нагрузки в случае превышения потребления мощности свыше установленного значения в течение установленного времени Тогр.
3. Блокировку включения нагрузки на заданный промежуток времени Тапв после отключения по причине превышения порога.
4. Повторное автоматическое включение нагрузки потребителя через заданное время Тапв.
5. Безусловное включение/отключение нагрузки потребителя с помощью пульта дистанционного управления.

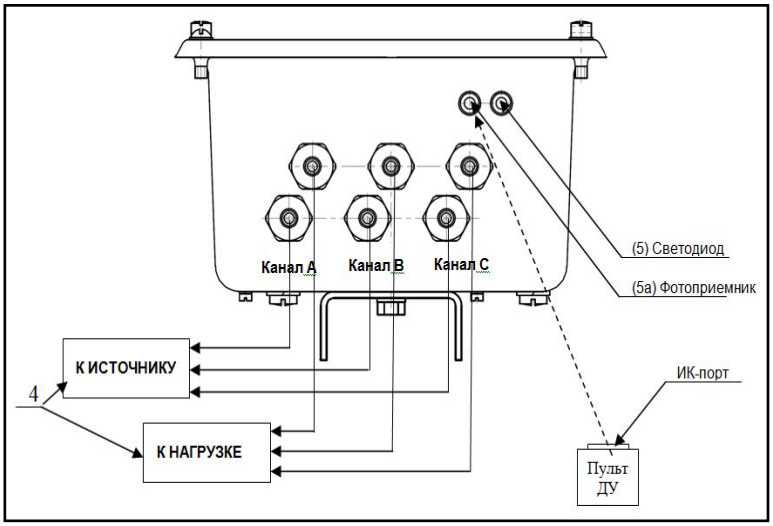


Рис. № 2 Схема подключения РМ3

Конструктивно РМ3 выполнено в металлическом корпусе на крепежной рейке, позволяющей производить установку на стену или столб. Подключение предусмотрено через кабельные вводы проводами СИП длиной 90-100см сечением 25мм (поставляются предустановленными). Имеется светодиод ВКЛ/ВЫКЛ и фотоприемник для дистанционного управления. Пульты управления (ИК) поставляются на партию РМ3, дальность действия до 30м, возможно управление при солнечной засветке.

Одно из применений устройства - простое отключение потребителя за неуплату электроэнергии.

Описание работы:

Изделие представляет собой электронно-механическое устройство, выполненное на базе программного порогового элемента и фактически является индивидуальным ***токоограничителем***. Для контроля тока нагрузки производится программное вычисление действующего значения переменного тока.

В зависимости от установленной мощности порога отключения нагрузки потребителя, изделия имеют исполнение в соответствии с требованиями таблицы 1.

Таблица 1

Вариант исполнения	**Установленная мощность порога отключения 1), кВт**	**Симметричная нагрузка** **Действующее значение тока ограничения 1), А**	**Предел допускаемого отклонения срабатывания тока ограничения 1), А**	**Несимметричная нагрузка** **Действующее значение тока ограничения 1), 2) А**	**Предел допускаемого отклонения срабатывания тока ограничения 1), А**
РМ3-3	3	4,5	+0,4	13,6	+1,2
РМ3-4,5	4,5	6,8	+0,63	20,5	+2,0
РМ3-6	6	9,1	+0,9	27,3	+3,0
РМ3-10	10	15,1	+1,5	45,5	+4,5
РМ3-15	15	22,7	+2,2	68,2	+6,5
Примечание: 1) - при фазном напряжении $U_{ном}$ =220 В; 2) - при фазном напряжении $U_{ном}$ =220 В, суммарно по трем фазам.					

При превышении потребителем заявленной нагрузки реле в течение времени не более, чем $T_{огр.}$=60 с осуществит отключение нагрузки потребителя (на корпусе реле вспыхнет красный светодиод «ОТКЛЮЧЕНО»), с последующим автоматическим повторным включением ($T_{АПВ}$ = 15 мин, красный светодиод «ОТКЛЮЧЕНО» погаснет). Светодиод «ОТКЛЮЧЕНО» при отключенной нагрузке периодически вспыхивает с интервалом в 1-2 с.

Если нагрузка после автоматического повторного включения по-прежнему выше установленного значения, то произойдет новое отключение и т. д.

В случае значительного превышения тока (более 30% от номинального), время повторного отключения пропорционально сокращается до минимального 0,1 с.

Устройство подразумевает наружную установку и эксплуатацию в широком температурном диапазоне (-40+55°), снизу предусмотрено отверстие для удаления конденсата, габариты не более 400x200x150 (с планкой для установки) + «хвосты» СИП. Максимальная потребляемая мощность от измеряемой сети в зависимости от нагрузки от 0 до 0,38 Вт.

Опытная эксплуатация проводилась на партии из 30 устройств в течение осенне-зимнего периода, что позволило выявить некоторые конструктивные дефекты (малая дальность ИК пульта, попадание воды через кабель СИП и другие) и устранить их путем модернизации. В настоящий момент передано заказчику около 700 устройств, которые вводятся в эксплуатацию. Закупка и внедрение РМ3 окупились ***в кратчайшие сроки*** – потребитель, жестко поставленный в рамки технических условий, оформил присоединение РЕАЛЬНО необходимой и потребляемой мощности по РЫНОЧНОЙ цене, а ***выполнившие свою задачу*** РМ3 были демонтированы и ***отправились в новые места установки***.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Дыров А.Ю. – руководитель группы разработчиков ООО «ПАРМА», г. Санкт-Петербург

Сулимов Д.В. – директор, ООО "ПАРМА", г. Санкт-Петербург

МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ СЕРИИ РС830

Богатырев А.Ю (ООО «РЗА СИСТЕМЗ»)

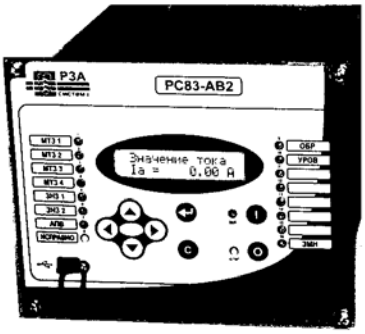
В настоящее время компания «РЗА СИСТЕМЗ» расширяет сферу применения своих устройств на область сетей напряжением 110 кВ и выше. Для этого разрабатывается новая серия РС830.

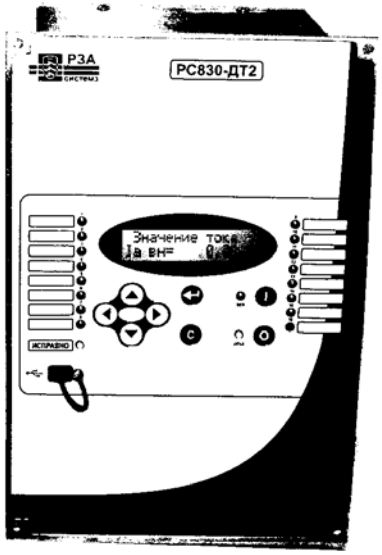
В состав серии на первом этапе будут входить три устройства: дистанционная защита линий РС830-ДЗ, дифференциальная защита двух/трех обмоточного трансформатора РС830-ДТ2/3 и универсальное устройство защиты по напряжению с функцией АЧР-ЧАПВ РС830-В2.

Сохраняя преемственность в плане конструктивного выполнения, повышенной устойчивости к внешним воздействиям (температура, питающие напряжения, электромагнитная совместимость) серия предоставляет пользователю новые возможности. К ним относятся:

- Увеличенное число дискретных входов и выходных реле;
- Расширенные возможности программирования пользователем дискретных входов, выходных реле, сигнальных светодиодов и внутренних связей;
- Появление интерфейса связи Ethernet и новых протоколов обмена;

Базовым в серии является устройство дистанционной защиты РС830-ДЗ.





1.Устройство дистанционной защиты РС830-ДЗ

Устройство предназначено для реализации функций РЗА линий напряжением 110 кВ

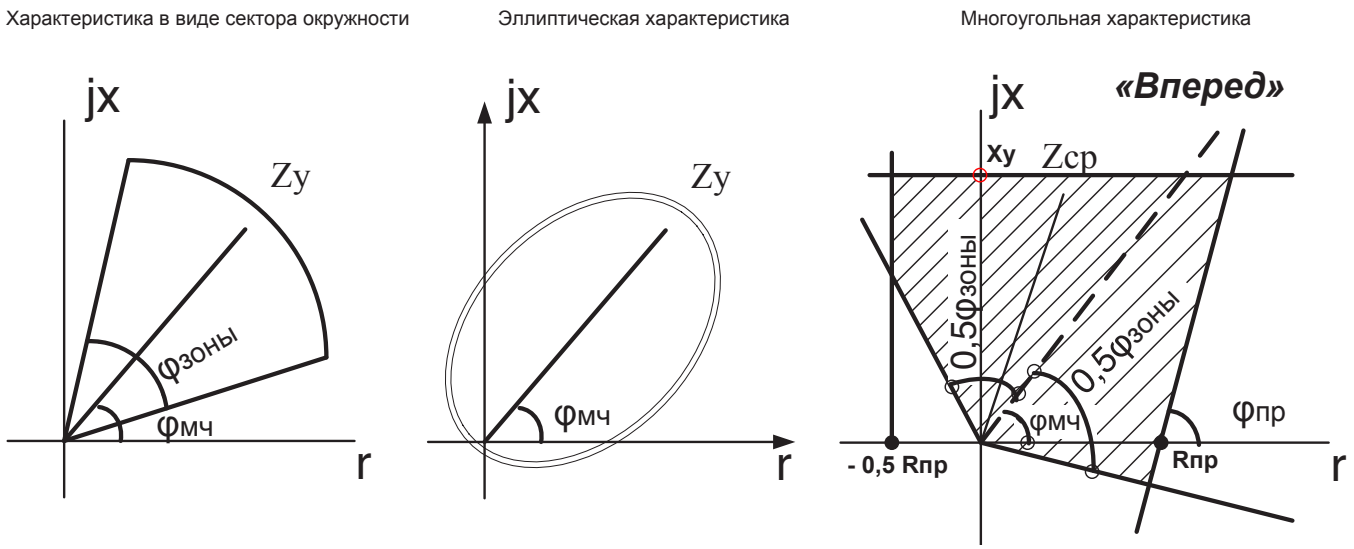
Основные функции устройства:

- 8 ступеней дистанционной защиты с разными видами характеристик и параметров направленности;
- 8 ступеней защиты от однофазных замыканий с разными видами характеристик
- 2 ступени защиты по току обратной последовательности
- 2 ступени защиты минимального напряжения
- 2 комплекта двукратного АПВ с возможностью назначения на работу разных комплектов (с разными уставками) после работы ступеней защиты в разных направлениях
- Резервирование отказа выключателя (УРОВ)

Каждая из ступеней дистанционной защиты может иметь один из трех видов характеристик на комплексной плоскости: в виде сектора окружности, эллиптическая, многоугольная. Каждая из ступеней дистанционной защиты может быть переведена в режим максимально-токовой направленной со своими уставками и возможностью вывода направленности.

Каждая из ступеней защиты от однофазных замыканий может быть назначена как направленная защита по току нулевой последовательности или защита по сопротивлению нулевой последовательности с разными видами характеристик на комплексной плоскости.

1.1. Характеристики дистанционной защиты



2.Устройство дифференциальной защиты трех обмоточного трансформатора РС830-ДТ3

Устройство предназначено для реализации полного комплекса защиты и автоматики трех обмоточного трансформатора, имеет все особенности устройств серии РС830 и состав основных функций, аналогичный устройству РС83-ДТ2. При изъятии блока ввода токов третьей обмотки защищаемого трансформатора, устройство автоматически превращается в защиту двух обмоточного трансформатора.

3.Устройство защиты по напряжению с функцией АЧР-ЧАПВ РС830-В2

Устройство предназначено для контроля цепей напряжения одного или нескольких присоединений, выполнения функций защит по напряжению, АЧР-ЧАПВ, контроля синхронизма и правильности чередования фаз.

Устройство имеет до 8 измерительных входов напряжения, которые можно свободно объединять в трехфазные или однофазные группы для подключения к цепям напряжения разных присоединений. Имеющиеся функции – ступени защит по напряжению, АЧР-ЧАПВ, контроля синхронизма и правильности чередования фаз – могут назначаться в различных сочетаниях на работу по напряжениям разных групп измерительных входов или присоединений.

Основные функции устройства:

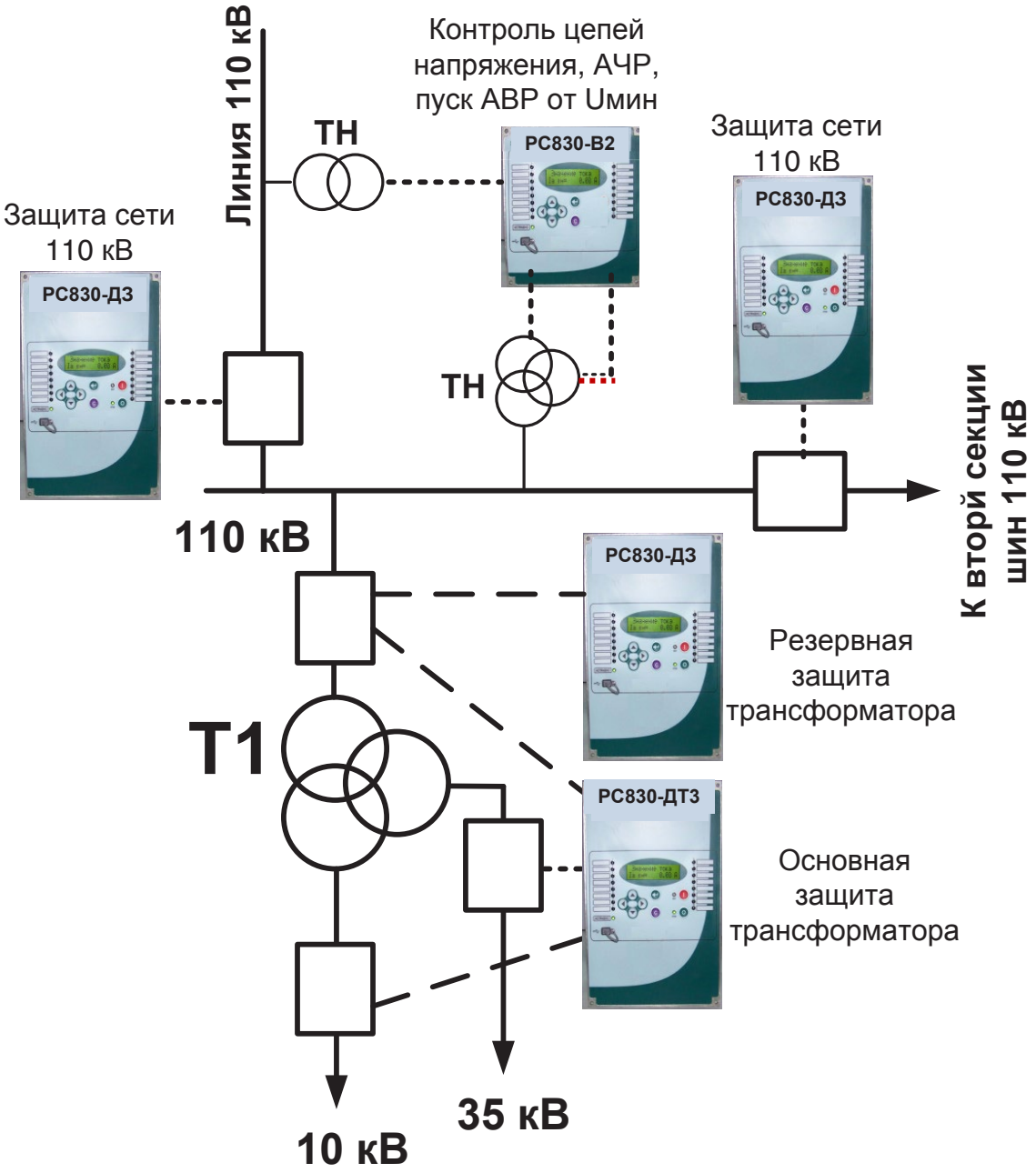
- 4 ступени защит минимального напряжения (1 или 3 фазного исполнения по 2 или 3 входам)
- 2 ступени защиты максимального напряжения (1 или 3 фазного исполнения по 2 или 3 входам)
- 2 ступени защиты по напряжению обратной последовательности (3 фазного исполнения по 2 или 3 входам)
- 2 ступени защиты по расчетному напряжению нулевой последовательности (3 фазного исполнения)
- 2 ступени защиты по измеренному напряжению нулевой последовательности (по своему входу 3U0изм каждая)
- 4 очереди АЧР, 2 очереди ЧАПВ

- 2 функции контроля синхронизма
- 2 функции контроля чередования фаз

При назначении на разные входы напряжений, имеющих общее происхождение (например, на питающей линии и секции шин) реализуется функция контроля исправности цепей напряжения.

С использованием программируемой логики устройства им может быть реализована система контроля напряжений одного присоединения, напряжения на питающей линии и секции шин, разные варианты АВР, прочие системы и устройства защиты по напряжению.

Новые устройства серии РС830 позволяют обеспечить эффективную защиту стороны высшего напряжения подстанций 110 кВ в соответствии с приведенной схемой



Для завершения комплекса защит сетей 110 кВ также планируется разработка защит с абсолютной селективностью РС830-ДФЗ и РС830-ДЗЛ.

О НЕКОТОРЫХ ПОДХОДАХ К ПРОТИВОАВАРИЙНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

Воропай Н.И., Ядыкин И.Б.

В системе управления режимами электроэнергетических систем (ЭЭС) важная роль принадлежит противоаварийному управлению, обеспечивающему надежность и живучесть ЭЭС. Противоаварийное управление осуществляется средствами технологического (диспетчерского и автоматического) управления. Диспетчерское (оперативное) противоаварийное управление связано с обеспечением допустимой загрузки связей основной электрической сети в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем [1]. В состав автоматических средств входят системы регулирования напряжения, частоты и мощности, технологическая автоматика элементов ЭЭС, релейная защита и линейная автоматика, противоаварийная автоматика [2,3 и др.]. Эффективность действующих принципов и системы противоаварийного управления ЕЭС России подтверждается тем, что на протяжении последних десятилетий в нашей стране не было системных аварий каскадного характера с катастрофическими последствиями, таких как в США (1965, 1977, 2003 и 2005 гг.), во Франции (1978 г.), в Швеции (1983 г.), в Италии (2003 и 2005 гг.) и др., за исключением Московской аварии 2005 года, которая является исключением, подтверждающим правило [4-6 и др.].

Либерализация электроэнергетики привела к радикальному изменению организационной структуры ЕЭС,которая не совпадает с ее технологической структурой и структурой системы управления режимами ЕЭС России. Принципиально новым является характер взаимоотношений между субъектами электроэнергетических рынков, которые строятся на рыночных принципах. Все это требует пересмотра организации противоаварийного управления ЭЭС на рыночной основе без ущерба, однако, для эффективности выполнения функций системы противоаварийного управления.

Эффективная организация рынков электроэнергии требует максимально возможного использования пропускной способности электрической сети. Это вступает в определенное противоречие с действующими требованиями системной надежности, обеспечиваемой системой противоаварийного управления, и в частности, необходимостью поддержания нормативных запасов пропускной способности связей.

В то же время, как видно из анализа статистики реальной загрузки межсистемных связей ЕЭС России, выполненного в [3,7], имеющиеся возможности основной электрической сети существенно недоиспользуются. Кроме того, при необходимости в условиях оптового рынка электроэнергии пропускные способности связей по отдельным направлениям могут быть кратковременно увеличены за счет повышения уровня напряжений.

Более того, возникает правомерный вопрос об обоснованности приведенных в Методических указаниях по устойчивости знергосистем [1]нормативных запасов пропускной способности связей в конкретных условиях. В самом деле, общие рекомендации Методических указаний основываются на многолетнем опыте проектирования и эксплуатации ЕЭС России, однако они характеризуют конкретные условия во вполне определенных местах системы и в конкретных складывающихся режимах так же, как «средняя температура по больнице». С этой точки зрения рекомендации [1] по запасам пропускной способности связей в доаварийных и послеаварийных режимах требуют конкретизации.

Таким образом, имеют место две разные задачи: максимально эффективное использование пропускных способностей связей при заданных в соответствии с [1] нормативных запасах по связям и определение реально допустимых запасов разной величины по различным конкретным связям в конкретных режимах. Первая задача решается в настоящее время на основе использования Системы мониторинга переходных режимов (СМПР) [8]. Для решения второй задачи необходима разработка метода оперативной оценки гарантированного запаса устойчивости ЭЭС. Предлагаемый в данной статье подход к решению этой задачи использует метод грамианов. Его реализация позволит пересмотреть действующие нормативные запасы устойчивости ЭЭС в сторону их уменьшения и конкретизации и тем самым расширить пропускную способность существующих электрических сетей.

Метод грамианов является развитием прямого метода Ляпунова и основан на новом математическом методе решения дифференциальных и алгебраических уравнений Ляпунова и Сильвестра [9-13]. Метод основан на разложении матрицы грамиана, являющегося решением уравнений Ляпунова или Сильвестра, по спектру матриц, формирующих эти уравнения. Новое решение представляет собой конечную сумму билинейных или квадратичных форм, образованных матрицами Фаддеева, вычисляемыми с помощью алгоритма Фаддеева-Леверье по исходным матрицам уравнений динамики ЭЭС. Для анализа устойчивости дифференциально-алгебраической системы уравнений ЭЭС используется метод вычисления грамиана системы в реальном времени, а также асимптотические свойства нормы Фробениуса грамиана, которая стремится к бесконечности при приближении вещественной части любого корня характеристического уравнения системы к нулю.

Проблема определения степени устойчивости ЭЭС и мониторинга локальных и межрайонных колебаний известна в мировой науке более 50 лет и до сих пор не потеряла своей актуальности. Исследования в этой области концентрировались в основном вокруг прямого метода Ляпунова, модального анализа и исследований собственных чисел характеристических уравнений матриц математических моделей динамики ЭЭС. Использовались многие мощные математические методы и их различные комбинации. Перечислим основные подходы. В группе методов модального анализа это метод Альберти, метод вычисления доминирующих полюсов спектра, метод матричных сигнум-функций. В группе измерительных методов это Прони-анализ, рекурсивный робастный метод наименьших квадратов, алгоритмы Юла-Уокера, вейвлет-анализ, нейронные сети и генетические алгоритмы [14-16].

Однако практическое значение всех упомянутых исследований в значительной степени ограничено, в первую очередь из-за того, что математические модели динамики ЭЭС сложны и включают различные описания для медленных и быстрых процессов. Каждый из методов имеет ограниченное применение и эффективен только для определенных режимов системы. Возникают вычислительные проблемы вследствие высокой размерности математических моделей динамики ЭЭС и, в особенности, необходимости решения задач высокой размерности в реальном времени.

Метод грамианов отличается от перечисленных выше методов тем, что позволяет выявить определяющую роль комбинаций слабоустойчивых корней характеристического уравнения математической модели динамики ЭЭС для раннего обнаружения угрозы потери устойчивости. Последние исследования показали, что метод позволяет эффективно оценивать опасное взаимовлияние слабоустойчивых корней характеристического уравнения на устойчивость системы, чего не позволяют сделать другие упомянутые методы.

В настоящее время разработан теоретический аппарат для оценки статической устойчивости крупномасштабных ЭЭС на основе метода субграмианов, принципы построения и алгоритмы автоматизированной системы мониторинга пропускной способности электрических сетей. Субграмианы – это спектральные составляющие решения матричного дифференциального или алгебраического уравнения Ляпунова, которые соответствуют основным или комбинационным модам матрицы уравнений динамики системы и могут быть представлены в виде матричных квадратичных форм, имеющих смысл обобщенной энергии соответствующих мод.

Анализ поведения решения во временной области для динамических систем, находящихся вблизи границы устойчивости, показал, что норма Фробениуса квадратичных форм, соответствующих слабоустойчивым модам (модам с вещественной частью, близкой к нулю), значительно превышает по норме аналогичную норму суммы всех остальных квадратичных форм. Метод исследования устойчивости на основе исследования разложения грамиана на субграмианы можно назвать методом грамианов. Анализ устойчивости слабоустойчивых динамических систем показал, что евклидова норма субграмианов слабоустойчивых мод является индикатором степени близости системы к границе устойчивости: она стремится к бесконечности при стремлении вещественной части соответствующего корня характеристического уравнения к нулю. Этот факт имеет простую физическую интерпретацию: при приближении системы к границе устойчивости энергия движения аккумулируется в энергию группы слабоустойчивых мод, которую можно оценить нормой Фробениуса группы субграмианов слабоустойчивых мод.

Новизна нового подхода заключается в применении нового аппарата для решения матричных дифференциальных и алгебраических Ляпунова и Сильвестра в частотной области с целью решения

задач устойчивости линейных динамических систем в различных приложениях, в частности, для анализа статической устойчивости и построения упрощенных математических моделей сложных ЭЭС. Предлагаемый метод грамианов может обладать рядом преимуществ по сравнению с другими известными методами. В отличие от методов модального анализа он предлагает дополнительный критерий, который имеет физическую интерпретацию энергии. Бесконечные грамианы позволяют описать устойчивость системы в терминах энергии ЭЭС на конечном и бесконечном интервалах времени. В этом случае нормы соответствующих субграмианов можно использовать для оценки влияния собственной моды системы на ее общую энергию. Сравнение метода грамианов с другими методами мониторинга статической устойчивости. Основные отличия:

- Оценка внутренней энергии групп слабоустойчивых мод и на ее основе оценка риска потери устойчивости ЭЭС в реальном времени
- Локализация опасных сечений и учет взаимовлияния энергорайонов и энергосистем на угрозу риска возникновения асинхронного хода
- В модальном анализе вычисляют спектр матрицы динамики, в методе грамианов вычисляют норму комбинационных спектральных составляющих матрицы решения дифференциального или алгебраического уравнений Ляпунова
- Метод грамианов основан на новых фундаментальных знаниях о свойствах слабоустойчивых динамических систем – новых математических методах решений матричных дифференциальных уравнений Ляпунова и Сильвестра , что выражает инновационный характер нового метода мониторинга статической устойчивости.

Прорывной характер новой технологии мониторинга пропускной способности сети заключается в том, что она открывает возможность решения следующих новых задач:

- Создание адаптивной автоматической системы векторного управления демпфированием опасных низкочастотных колебаний электрической сети,
- Разработка усовершенствованных методов расчета нормальных и аварийных электрических режимов,
- Создание нового поколения мультиагентных систем против нарушения устойчивости (АПНУ) - интеллектуальных адаптивных систем поддержания гарантированной устойчивости электрических сетей.

Новый виртуальный анализатор может быть внедрен в качестве средства поддержки диспетчеров служб оперативно-технологического управления, а также для оценки правильности их действий при их обучении и тренировки на компьютерных тренажерах.

В современной теории управления еще в шестидесятые годы были разработаны методы мониторинга состояния и управления динамическими объектами, основанные на использовании информации, полученной с помощью виртуальной модели объекта управления. Это оптимальный фильтр Калмана, который сегодня используется для оценивания состояний электроэнергетической системы. Но виртуальная модель такой системы может решать задачи не только оценивания состояний системы, но также и более сложные задачи оценивания риска нарушения работоспособности в нормальном и аварийном режиме в виде оценивания риска потери устойчивости и риска развития каскадной аварии на основе метода грамианов. Подобно тому, как фильтр Калмана используется как наблюдатель состояний для создания оптимального регулятора, виртуальный анализатор устойчивости можно использовать для создания автоматических или мультиагентных систем противоаварийного управления.

Идеология оценки риска потери устойчивости ЭЭС на основе метода грамианов может быть использована для создания программно-аппаратного комплекса «Автоматизированная система мониторинга и управления пропускной способностью интеллектуальной электроэнергетической

системы» на базе применения высокопроизводительных вычислительных средств и технологий, состоящего из:

- Многоуровневой распределенной системы моделирования ЭЭС, работающей в реальном времени;
- Модуля для оценки запаса статической устойчивости на основе метода грамианов;
- Модуля для проверки достаточности запасов по динамической устойчивости;
- Интеллектуальной системы мониторинга и управления пропускной способностью электрической сети;
- Тренажера для обучения студентов, магистрантов и аспирантов соответствующих специальностей инновационным технологиям мониторинга пропускной способности электрической сети и управления режимами оптимального распределения перетоков мощности.

В результате внедрения автоматизированной системы мониторинга пропускной способности электрических сетей в реальном времени станет возможным расширить пропускную способность существующих сетей, что обеспечит сетевым компаниям дополнительную прибыль за счет продажи услуг по передаче дополнительной мощности, предоставлению дополнительных системных услуг, экономии на оплате землеотведения и капитальных вложений на развитие электрических сетей.

Метод грамианов может также найти применение при создании автоматизированных систем раннего предупреждения об угрозе каскадных аварий, разработке усовершенствованных методов планирования режимов ЭЭС в реальном времени. Сравнение метода грамианов с другими методами мониторинга статической устойчивости.

Основные отличия:

- Оценка внутренней энергии групп слабоустойчивых мод и на ее основе оценка риска потери устойчивости ЭЭС в реальном времени
- Локализация опасных сечений и учет взаимовлияния энергорайонов и энергосистем на угрозу риска возникновения асинхронного хода
- В модальном анализе вычисляют спектр матрицы динамики, в методе грамианов вычисляют норму комбинационных спектральных составляющих матрицы решения дифференциального или алгебраического уравнений Ляпунова
- Метод грамианов основан на новых фундаментальных знаниях о свойствах слабоустойчивых динамических систем – новых математических методах решений матричных дифференциальных уравнений Ляпунова и Сильвестра , что выражает инновационный характер мониторинга статической устойчивости.

Прорывной характер новой технологии мониторинга пропускной способности сети заключается в том, что она открывает возможность решения следующих новых задач:

- Создание адаптивной автоматической системы векторного управления демпфированием опасных низкочастотных колебаний электрической сети,
- Разработка усовершенствованных методов расчета нормальных и аварийных электрических режимов,
- Создание нового поколения мультиагентных систем против нарушения устойчивости (АПНУ) - интеллектуальных адаптивных систем поддержания гарантированной устойчивости электрических сетей.

Новый виртуальный анализатор может быть внедрен также в качестве средства поддержки диспетчеров служб оперативно-технологического управления, а также для оценки правильности их действий при их обучении и тренировки на компьютерных тренажерах.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Методические указания по устойчивости энергосистем. М.: ЭНАС, 2003, 16 с.

[2] Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988, 368 с.

[3] Решетов В.И., Семенов В.А., Лисицын Н.В. Единая энергетическая система России на рубеже веков. Современное состояние и перспективы развития. М.: ЭНАС, 2002, 236 с.

[4] Makarov Yu.V., Reshetov V.I., Stroev V.A., Voropai N.I. Blackout prevention in the United States, Europe and Russia // Proceedings of the IEEE, 2005, Vol.93, No.11, p.1942-1955.

[5] Bialek J.W. Why has it happened again? Comparison between the UCTE blackout in 2006 and blackouts of 2003 // IEEE Lausanne Power Tech Int. Conf., Lausanne, Switzerland, 2007, 6 p.

[6] Воропай Н.И., Ефимов Д.Н., Решетов В.И. Анализ механизмов развития системных аварий в электроэнергетических системах // Электричество, 2008, №10, с.12-24.

[7] Воропай Н.И., Решетов В.И. Принципы организации противоаварийного управления электроэнергетическими системами в рыночных условиях // Электрические станции, 2005, №6, с.2-8.

[8] Аюев Б.И.О системе мониторинга переходных режимов // Энергорынок, 2006, №2, с.8-9.

[9] Ядыкин И.Б. О свойствах грамианов непрерывных систем управления // Автоматика и телемеханика, 2010, №6, с.39-60.

[10] Ядыкин И.Б., Галяев А.А. О методах вычисления грамианов и их использовании в анализе линейных динамических систем // Автоматика и телемеханика, 2013, №2, с.53-74.

[11] Grobovoi A., Shipilov V., Arestova A., Yadykin I., Afanasyev V., Iskhakov A., Kataev D. Application of Gramians method for Smart Grid investigations on the example of the Russky Island power network // IREP 2013 Symposium on Bulk Power Systems Dynamics and Control, Rethymno, Greece, August 25-30, 2013, 6 p.

[12] Yadykin I.B., Iskhakov A.B., Akhmetzyfnov A.V. Stability analysis of large-scale dynamical systems by sub-Gramian approach // Int. J. Robust Nonlinear Control, 2013, DOI: 10.1002/rnc.3116. http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/rnc3116/abstract

[13] Yadykin I.B., Voropai N.I., Efimov D.N. Lyapunov-based small signal analysis for power systems of Russia // IFAC Conf. on Manufacturing Modeling, Management, and Control, Saint Petersburg, Russia, June 19-21,2013, p.263-268.

[14] Жуков А.В., Александров А.С., Неуймин В.Г., Максименко Д.М. Развитие технологического алгоритма системы мониторинга запасов статической устойчивости с учетом действия локальной противоаварийной автоматики. Труды 4 международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, 3 – 7 июня 2013 г.М: Изд. НРК СИГРЭ. С. 1-8.

[15] Молвинских М.Ю., Бердин А.С., Гайдамакин Ф.Н., Дубинин Д.М.. Внедрение и перспективы развития системы мониторинга переходных режимов на Сургутской ГРЭС-2 Труды 4 международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, 3 – 7 июня 2013 г. М: Изд. НРК СИГРЭ. С. 1-8.

[16] Чусовитин Н.В., Паздерин А.В. Идентификация низкочастотных колебаний в сложной энергосистеме на основе синхронизированных векторных измерений. Труды 4 международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, 3 – 7 июня 2013 г. М: Изд. НРК СИГРЭ. С. 1-9.

ТОПОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕССОР В СИСТЕМЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАСУ.

Дорофеев В.В. (Объединенный институт высоких температур РАН)
Бахтадзе Н.Н. (Институт проблем управления РАН)

1. Общие положения.

Электроэнергетическая система России с точки зрения управления является сложным многофункциональным объектом с одновременным протеканием различных взаимосвязанных и влияющих друг на друга технологических, экономических и административно - управленческих процессов, происходящих в различные временные периоды:

- очень быстрые (миллисекунды), связанные с процессами управления производством, передачей, распределением и потреблением электроэнергии;
- достаточно протяженные (до нескольких лет), которые характеризуют изменения объекта управления на периоде его функционирования и развития.

Эти условия должны учитываться при построении системы управления в электроэнергетике, в соответствии с ее развитием в направлении интеллектуализации [1, 2]. Базовой составляющей системы управления является информационная среда, подразделяющаяся на собственно информацию, связанную с источником ее возникновения и структурированную по уровням, а также знания (онтология), накопленные в процессе функционирования и развития энергосистемы и представленные в виде образов, связанных с состоянием объекта управления. В интеллектуальной энергосистеме ее информационную основу представляет единое распределенное информационно – технологическое пространство. Частью этого пространства является система определения и описания состава объекта управления, учитывающая возможность информационного взаимодействия во всех вышеуказанных временных периодах. Характеристика такого состава может быть представлена в виде общей топологической модели энергосистемы, включающей набор математических моделей состава объектов генерации и потребления, включенных в энергосистему, и электрических связей между этими объектами (линий, шин и т.п.) в любой из рассматриваемых периодов времени. Эта модель должна также включать описание средств (устройств), имеющих возможность оперативного изменения: состава объектов, связей между этими объектами, а также изменения отдельных характеристик объектов или связей. В целях управления могут быть использованы как наборы статических моделей, так и наборы топологических моделей, динамически изменяющихся в процессе функционирования под воздействием внешних условий или сигналов управления. На основе дополнения топологической модели энергосистемы данными режимных параметров, получаемых от систем измерений, сигналов срабатывания релейной защиты и различного рода автоматики (режимной, противоаварийной и др.), формируются математические модели энергосистемы. Данные модели служат для контроля состояния и управления объектами и энергосистемой в целом в любом из ее текущих и прогнозируемых режимных состояний.

Одной из главных целей создания интеллектуальной электроэнергетической системы с активно – адаптивной сетью является реализация условий, обеспечивающих более точное и гибкое управление энергосистемой в различные периоды ее функционирования, на основе адекватного отражения ее текущего или прогнозируемого состояния, с четкой реакцией на изменение всех внешних и внутренних условий. В результате данного управления осуществляется перевод энергосистемы в новое, наиболее оптимальное состояние.

Концепция развития ИЭС ААС [3] предусматривает создание и использование в энергетике мультиагентных систем управления (МАСУ) с существенным усилением роли средств распределенного автоматического управления.

Целью данного доклада является описание общих принципов построения и условий организации работы базовой части мультиагентной системы управления – **топологического процессора мультиагентной системы управления (ТП МАСУ)** при построении различных типов моделей энергосистемы.

2. Единое распределенное информационно – технологическое пространство - информационная основа топологического процессора.

Информационные системы, применяемые в электроэнергетике, носят функциональный характер и представлены следующими направлениями:

- описание технических систем и технологий,
- информация для систем управления, на основе которой вырабатываются команды и сигналы с последующим воздействием на объекты управления,
- информация экономических систем для текущего управления экономикой субъектов электроэнергетики и их

взаимодействия с общим рыночным пространством,

- информация для систем прогнозирования и развития с целью определения поведения субъектов электроэнергетики в краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные периоды.

При организации взаимодействия всех структурных элементов энергосистемы и построении системы управления электроэнергетическим комплексом в рамках создаваемой интеллектуальной энергосистемы возникает необходимость использования огромных объемов разнообразных данных, которые поступают в общие хранилища в виде:

- Первичных (сырых) данных, требующих предварительной обработки,
- Нормативных и расчетных величин,
- Управляющих сигналов и команд, в т. ч. обратные связи, подтверждающие их исполнение,
- Аналитических массивов, используемых при работе управляющих алгоритмов,
- Базы знаний с последующим их использованием,
- Множество других данных и параметров.

Объединение данных информационных потоков в единое информационное поле с организаций доступа к информации большого количества пользователей и форматов информационного обмена между отдельными его подсистемами и структурными элементами (внутри пространства) с учетом временного и пространственного распределения, требует принципиально новых подходов к организации систем сбора, хранения и использования указанной информации. Применение принципов мультиагентного управления в ИЭС ААС, предполагает взаимодействие агентов различного уровня и функциональной направленности, которые при своем общении также используют единую информационную среду. Организация данных и системы доступа к ним, удовлетворяющая пользователей этой информацией, в рамках создаваемой ИЭС ААС, получила название **единого распределенного информационно – технологического пространства ИЭС ААС (далее ЕРИТП). ЕРИТП** представляет организованный специальным образом распределенный по различным технологическим элементам (оборудованию и серверам) информационный ресурс с унифицированным высокоскоростным доступом к элементам его структуры со средствами информационной, электронной и кибернетической защиты.

В самом общем виде структурные принципы построения ЕРИТП, показывающие функциональную направленность данных и различные процессы, которые характеризуются существенно отличающимися временными периодами информационных потребностей для обработки и принятия решений, представлены на рисунке 1.

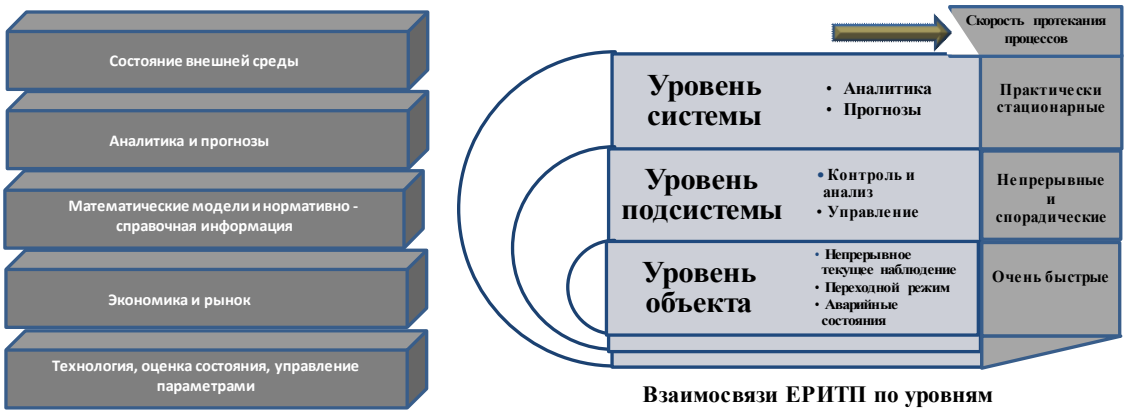


Рисунок 1. Общие структурные принципы построения ЕРИТП и различные временные периоды работы с информацией.

Распределенная база данных ЕРИТП объединяется в единую информационную сеть, к которой предъявляются дополнительные требования, в том числе:

- Необходимость мониторинга и управления состоянием сети, выявления неисправностей, локализации повреждений и восстановления;
- Обеспечение безопасной передачи данных через соответствующие протоколы для защиты передаваемой информации и подтверждения подлинности элементов инфраструктуры;
- Наличие системы реагирования в случае нарушения безопасности в информационно – технологическом пространстве;
- Возможность адресации к установленным в сети устройствам и маршрутизации для всех оконечных точек сети;
- Обеспечение качества обслуживания для широкого диапазона устройств с различными требованиями к времени ожидания и потерям информации, с возможностью ее восстановления.

Таким образом, организация и поддержание работоспособного состояния ЕРИТП является базовой основой при создании ИЭС ААС. Одним из ключевых структурных элементов архитектуры ИЭС ААС, обеспечивающих создание и

актуализацию моделей энергосистемы для работы различных технологических и экономических приложений системы управления, является топологический процессор мультиагентной системы управления.

3. Понятие топологического процессора, как подсистемы МАСУ энергосистемой.

В основе всех происходящих в электроэнергетической системе процессов лежат электрические режимы: текущие, прогнозируемые и проектируемые. Модели, описывающие названные выше процессы, базируются на математическом представлении всех элементов энергосистемы, путем создания набора электрических топологических схем энергосистемы. Указанные модели могут описывать симметричные трехфазные состояния энергосистемы, упрощая их до однофазного исполнения, и несимметричные трехфазные состояния, когда упрощение сводится к набору симметричных представлений в виде топологических схем прямой, обратной и нулевой последовательности, совокупное рассмотрение которых дает возможность оценки различных режимных состояний энергосистемы. Электрическая топологическая схема энергосистемы представляется в виде узлов и связывающих их ветвей. Таким образом, создание электрической топологической схемы энергосистемы сводится к описанию представления и состояния этих элементов математической модели.

Учитывая большие объемы информации, ее распределение во времени и пространстве, а также многофункциональные связи при ее использовании, при построении различных вариантов электрических топологических схем энергосистемы, представляется целесообразным использование топологического процессора мультиагентной системы управления.

Топологическим процессором мультиагентной системы управления (ТП МАСУ) в электроэнергетике будем называть группу взаимодействующих в реальном масштабе времени агентов МАСУ, целевая установка которых, направлена на создание и поддержание в актуальном состоянии различных видов топологических моделей энергосистемы (или ее частей), используемых для получения полноценных математических моделей энергосистемы (или частей энергосистемы). В последующем, математические модели энергосистемы создаются путем дополнения топологических моделей набором необходимых данных, в том числе наборы текущих режимных параметров для выполнения в реальном времени различных режимных расчетов при управлении энергосистемой.

При решении отдельных задач возникает необходимость (или целесообразность) определенного обобщения и упрощения электрической топологической схемы, что приводит к необходимости создания упрощенных представлений групп (зачастую достаточно больших) узлов и связей, описывающих модель, называемых эквивалентами частей системы. Поэтому, представление электрической топологической схемы энергосистемы в виде набора эквивалентов, также входит в набор решений, обеспечиваемых работой топологического процессора. На Рис. 2. приводится общая схема размещения структурных элементов топологического процессора и его агентов в рамках ЕРИТП.

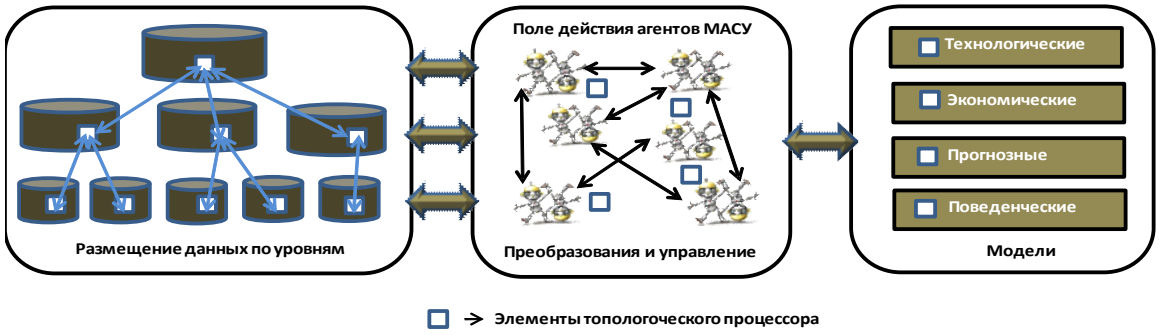


Рис. 2. Функционирование элементов (агентов) топологического процессора в общей системе единого распределенного информационно – технологического пространства ИЭС ААС.

3.1. Общая схема работы топологического процессора.

Информационной основой для построения электрической топологической схемы энергосистемы является базовая CIM модель энергосистемы, размещаемая на серверах соответствующего уровня единого информационно – технологического пространства, с полным набором данных по характеристикам оборудования, представляющего описание узлов расчетной модели энергосистемы и линиях или других связях (например, коммутационных аппаратах) между узлами расчетной модели энергосистемы. Агенты МАСУ осуществляют выборку необходимых элементов из базовой CIM модели в зависимости от назначения и объема представления электрической топологической схемы, обеспечивают сборку топологии путем фиксации связей между узлами, в зависимости от текущего (или задаваемого)

состояния связей. Сборка топологической схемы энергосистемы осуществляется в реальном масштабе времени с учетом текущих изменений состояния оборудования, линий электропередачи и возможных переключений в сети, в том числе в результате действия устройств релейной защиты и автоматики.

Логическое построение ЕРИТП по иерархическому принципу предполагает, что набор агентов МАСУ, реализующих функции топологического процессора, представлен различными уровнями: агенты оборудования, агенты объекта, агенты энергосистемы (фрагмента энергосистемы). На рис. 3. представлена принципиальная схема работы топологического процессора, показывающая взаимодействие между уровнями топологического процессора. Принципиально важным является то, что с целью оптимизации времени сборки схемы, топологический процессор работает по принципу отслеживания текущих изменений по отношению к базовой топологии, постоянно поддерживая текущее состояние – итоговую топологию.

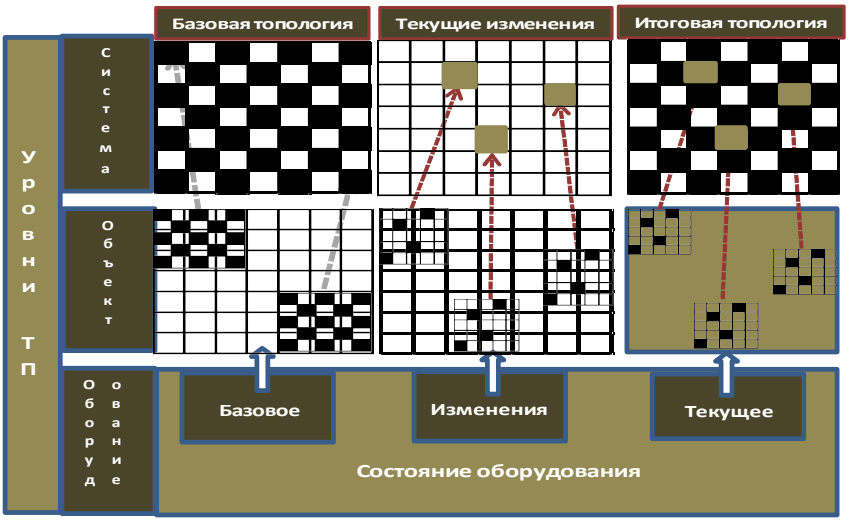


Рис. 3. Принципиальная схема работы топологического процессора.

3.2. **Структурное построение и компоненты топологического процессора.**

Основные функциональные характеристики топологического процессора можно структурировать следующим образом:

<u>Агенты уровня оборудования</u>

Агенты ТП МАСУ уровня оборудования обеспечивают информационную поддержку ТП МАСУ на уровне оборудования и его элементов, взаимодействуя с соответствующим уровнем ЕРИТП, формируя математическую модель единицы оборудования, основываясь на базовом представлении конкретного вида оборудования и возможных модификациях этого представления в зависимости от состояния элементов, обеспечивающих изменение базовых параметров оборудования. Условием, вызывающим изменения базовых параметров оборудования, могут быть сигналы, поступающие от информационных систем и систем управления собственно рассматриваемого оборудования, так и внешние сигналы управления, воздействующие на элементы оборудования и изменяющие его состояние, а соответственно, приводящие к изменению его математической модели. В качестве простейшего примера можно привести трансформатор (оборудование) с устройством регулирования напряжения путем переключения анцапф трансформатора, когда в математической модели трансформатора изменяется коэффициент трансформации. К более сложному примеру, можно отнести действие устройств релейной защиты. В этом случае, изменение топологической модели энергосистемы вызвано воздействием внешних факторов: отключение оборудования в связи с его повреждением, короткие замыкания в сети и др., которые фиксируются агентами смежного (силового) оборудования или агентами топологического процессора более высокого уровня и передаются на исполнение агенту оборудования устройств РЗА.

a. **Агенты используют следующую информацию:**

- технологические (паспортные) характеристики каждого из видов оборудования объектов ИЭС ААС, включая предельные возможности использования этих видов оборудования;
- алгоритмы пересчета физических представлений объектов в математические, для формирования элементов топологической схемы энергосистемы;
- данные о возможности изменения условий работы оборудования, включая его динамические параметры - маневренность оборудования;
- данные о состоянии систем изменения топологии энергосистемы (коммутационные аппараты и регуляторы состояния активного оборудования);
- данные о возможных настройках систем защит и автоматики (как текущие уставки, так и диапазон их изменений);

- данные по алгоритмам (законам), заложенным в системы управления.

Агенты осуществляют следующие действия:

- преобразование физических параметров оборудования в математическое представление элементов оборудования (схему замещения элементов);
- сборку полной схемы замещения оборудования из его элементов;
- обеспечивают привязку к схеме замещения предельные значения возможных изменений характеристик этих элементов;
- идентифицируют оборудование в общей схеме объекта ИЭС ААС путем описания связей между рассматриваемым и другим оборудованием в составе объекта;
- обеспечивают прием информации по изменению состояния элементов оборудования, формируя изменения математической модели оборудования;
- обеспечивают обмен информацией по точкам связи с агентами другого оборудования в составе объекта;
- обеспечивают информационное взаимодействие с ЕРИТП, формируя базовое состояние топологической части CIM модели.

Агенты уровня объекта

Агенты ТП МАСУ уровня объекта обеспечивают информационную поддержку ТП МАСУ на уровне объекта. В качестве объекта выступают: генерирующие источники электростанций различного типа, распределительные устройства электростанций, подстанции, включая их распределительные устройства, линии электропередачи. Агенты ТП МАСУ уровня объекта взаимодействуют с соответствующим уровнем информационно – технологического пространства, формируя математическую модель объекта, основываясь на базовой топологической схеме объекта, которая включает оборудование в составе объекта, схемы внутри объектной коммутации единиц оборудования, а также внешние связи с энергосистемой. Агенты ТП МАСУ уровня объекта также обеспечивают контроль и реакцию на изменения топологической схемы объекта, включая изменение состояний оборудования объекта на основе взаимодействия с агентами ТП МАСУ конкретного оборудования в составе объекта.

c. **Агенты используют следующую информацию:**

- главную первичную схему коммутаций объекта;
- вторичную схему коммутации измерений, средств РЗА со схемами их питания;
- информацию от систем измерений и учета для верификации и оценки правильности сборки топологической схемы объекта;
- информацию, поступающую от агентов уровня оборудования, обеспечивающую отслеживание его актуального состояния;
- информацию из базы знаний о возможных вариантах схем первичной и вторичной коммутаций при различных условиях их изменений (ремонты, климатические условия, аварийные ситуации и т.п.)

d. **Агенты осуществляют следующие действия:**

- сборку полной схемы замещения объекта (базовую математическую модель объекта);
- привязку к схеме замещения предельных значений передаваемой мощности между различными видами оборудования в пределах объекта;
- идентифицируют схему замещения объекта в общей схеме замещения энергосистемы, путем описания связей между собственным объектом и другими объектами в составе энергосистемы;
- обеспечивают прием информации по изменению состояния оборудования, формируя изменения математической модели объекта (текущую математическую модель объекта);
- обеспечивают обмен информацией по точкам связи с агентами других объектов в составе энергосистемы;
- обеспечивают информационное взаимодействие с ЕРИТП, формируя базовое состояние топологической части CIM модели.

Агенты уровня энергосистемы (фрагмента энергосистемы).

Агенты ТП МАСУ уровня энергосистемы (фрагмента энергосистемы) обеспечивают информационную поддержку ТП МАСУ на уровне энергосистемы или ее части (фрагмента), на основе описания связей между объектами, входящими в состав энергосистемы рассматриваемого уровня, взаимодействуя с соответствующим уровнем информационно – технологического пространства. В результате, агенты ТП МАСУ уровня энергосистемы (фрагмента энергосистемы) формируют итоговую математическую модель энергосистемы (фрагмента энергосистемы), основываясь на базовой топологической схеме энергосистемы и отслеживая текущие изменения в составе оборудования и коммутационных аппаратов, обеспечивающих включение или отключение оборудования или линий электропередачи, т.е. получая текущую топологическую схему энергосистемы (фрагмента энергосистемы). Агенты ТП МАСУ уровня энергосистемы (фрагмента энергосистемы) обеспечивают взаимодействие и информационный обмен с агентами ТП МАСУ уровня объекта, реагируя на изменения топологической схемы объектов и контролируя связность и целостность

топологии энергосистемы в целом. Использование агентами информации и осуществление ими действий аналогично агентам уровня объекта и отличается масштабом охвата их зоны компетенции.

В итоге, взаимодействие агентов ТП МАСУ всех указанных уровней между собой, на основе использования информации и базы знаний ЕРИТП, формирует условия для осуществления в реальном времени адекватного адаптивного управления ИЭС ААС.

3.3. Реакция топологического процессора на изменение состояния энергосистемы и необходимые временные характеристики его работы.

Топологический процессор на всем пространстве его работы должен обеспечить необходимую скорость реакции на ситуацию в зависимости от функционального использования создаваемой в процессе его работы топологической модели. Для определения корректной скорости его работы в первую очередь необходимо определить суть информации, характеризующей рассматриваемый процесс.

Сверхоперативная информация, соответствующая быстро протекающим процессам и используемая для реакции систем управления на возникающие (или прогнозируемые) серьезные возмущения в энергосистеме и на ее объектах, а также при регистрации аварийных событий. Возможная скорость фиксации единичной информации должна составлять от нескольких миллисекунд до одной секунды с обеспечением этой фиксации на весь период протекания процесса. Начало действия данного режима замеров запускается агентами, отвечающими за надежность и безопасность системы (объекта) и завершается по команде этого же агента. В состав этой информации входят замеры физических величин: модули мгновенных значений токов, напряжений, угловых сдвигов между ними, активной и реактивной мощности, положений регулирующих и переключающих устройств, как во вторичных, так и в первичных (силовых) устройствах и оборудовании. Сверхоперативная информация должна иметь синхронную привязку к единому времени и характеризуется временами точек отсчета от миллисекунд, до секунд.

Оперативная режимная информация характеризует текущее состояние и режимные параметры объектов и энергосистемы и обеспечивает возможность мониторинга происходящих в энергосистеме процессов и их отдельные экономические составляющие. Оперативная информация является исходными данными для работы агентов, осуществляющих управление энергообъектами и энергосистемой в нормальном режиме, а также идентификацию процессов, которые могут привести к условиям отклонений от нормального режима. Оперативная информация обрабатывается в циклическом режиме со скважностью запуска цикла от нескольких секунд (порядка 5 секунд) до одной минуты в зависимости от процесса, использующего эту информацию. Порядок ее использования контролируется агентом мониторинга и идентификации состояния энергосистемы.

В процессах более длительного протекания (анализ, прогнозирование и др.), включающих как технологические, так и экономические аспекты управления время построения топологической модели не является критическим и может определяться периодом до нескольких минут.

Обмен информацией между уровнями должен осуществляться с использованием высокоскоростных (не менее 10 Мб/сек) каналов связи с временем ожидания сеанса обмена при циклических операциях - не более 10 сек, при спорадических операциях – не более 1 сек.

4. Использование технических и программных средств для создания топологического процессора.

При построении единого распределенного информационно – технологического пространства крайне важно рассмотрение трех аспектов: вычислительной части системы, программного наполнения и системы коммуникаций.

4.1. Вычислительная часть системы.

ЕРИТП является распределенной в пространстве информационно - вычислительной средой, для которой необходимо использование многопроцессорных вычислительных систем, построенных на архитектурах с параллельной обработкой данных. При этом, каждый из процессоров (агент МАС) должен иметь возможность индивидуальной обработки данных с высокой производительностью при вычислениях и сохранять высокую производительность при выполнение операций в составе общей вычислительной системы.

При создании структур с использованием МАС наиболее целесообразно рассматривать архитектуры трех типов: гибридную архитектуру **NUMA** (nonuniform memory access) с организацией когерентности многоуровневой иерархической памяти и **PVP** (Parallel Vector Process) архитектуру с векторными процессорами и кластерную архитектуру [4].

- Суть архитектуры NUMA определяется особой организацией памяти, а именно: память является физически распределенной по различным частям системы, но логически разделяемой, так что пользователь видит единое адресное пространство. Система состоит из однородных базовых модулей (плат), состоящих из небольшого числа процессоров и блока памяти. Модули объединены с помощью высокоскоростного коммутатора. Поддерживается единое адресное пространство, а на аппаратном уровне осуществляется доступ к удаленной памяти, т.е. к памяти других модулей.
- Основным признаком PVP-систем является наличие специальных векторно-конвейерных процессоров, в которых предусмотрены команды однотипной обработки векторов независимых данных, эффективно выполняющиеся на конвейерных функциональных устройствах, когда несколько таких процессоров работают одновременно с общей памятью в рамках многопроцессорных конфигураций с возможностью объединения таких узлов с помощью коммутатора. PVP-системы имеют высокую скорость передачи данных в векторном формате, однако, высокая стоимость

систем, в контексте создания условий для функционирования ЕРИТП, определяет возможность рассмотрения этих систем на самом высоком уровне иерархии.

- Кластерная архитектура строится на основе нескольких компьютеров (часто называемых узлами), объединяемых при помощи сетевых технологий на базе шинной архитектуры или коммутатора и представляющих пользователю единый информационно-вычислительный ресурс. В качестве узлов кластера могут быть выбраны серверы, рабочие станции и даже обычные персональные компьютеры, а в случае сбоя какого-либо узла, другой узел кластера может взять на себя нагрузку неисправного узла без прерывания в доступе. Возможности масштабируемости кластеров позволяют многократно увеличивать производительность приложений для большего числа пользователей. При этом, чем больше уровней системы объединены кластерной технологией, тем выше надежность, масштабируемость и управляемость кластера.

Ниже, (Рис. 4), приводится наиболее перспективная для использования в МАС кластерная архитектура с топологией так называемого "толстого дерева" (fat-tree), в которой процессоры локализованы в листьях дерева, в то время как внутренние узлы дерева скомпонованы во внутреннюю сеть. Поддеревья могут общаться между собой, не затрагивая более высоких уровней сети.

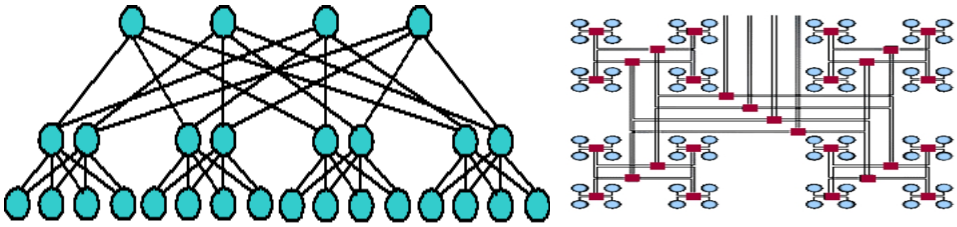


Рис 4. Представление кластерной архитектуры типа "Fat-tree"

4.2. Мультиагентная реализация программной системы.

По сути своей программной реализации мультиагентные системы осуществляют распределенные вычисления, реализующие взаимодействие интеллектуальных агентов. Программная реализация МАС содержит разработку моделей интеллектуальных агентов и их интеграционных коммуникаций.

Разработка мультиагентных технологий сегодня представлена многочисленными методами [5], среди которых наиболее распространенными оказались формализмы:

- теории игр и когнитивного моделирования,
- формально-логической спецификации,
- виртуальных миров,
- объектно-ориентированных методов и технологий с использованием соответствующих расширений (Agent UML, P2P Agent Platform),
- методов инженерии знаний (MAS-Common Kads),
- методов, основанных на организационно-ориентированных представлениях (Gaia, ПВ-сети, М-архитектура),
- комбинирующих различные методы (Tropos, PASSI, Prometeus).

Выбор методов разработки математической и информационной моделей МАС определяется типом решения определенных практических задач. При этом, следует предусмотреть согласованность программных средств представления взаимодействия агентов и моделирования автономного поведения агентов (последнее, как правило, предусматривает использование методов более высокого уровня абстрактности).

Создание самонастраивающихся мультиагентных систем предусматривает интеграцию концептуального, имитационного моделирования и ситуационного управления.

При организации взаимодействия агентов МАС управления необходимо обеспечивать не только выполнение в реальном времени общей задачи агентов, но и синхронизацию, а также устойчивость их взаимодействия для предотвращения снижения качества регулирования, включая возникновение аварийных ситуаций. Необходимо оценить запаздывание реакции на управление, которое может быть вызвано временем задержки при передаче сигналов по цифровым каналам связи либо при обработке информации в системе управления.

Разработка методов синтеза синхронизированных сетевых, в частности, мультиагентных систем управления, является интенсивно развивающимся направлением теории и практики управления. Общие критерии реализуемости синхронизированного управления и устойчивости МАСУ сформулированы [6] в терминах состояний систем управления. В целях раннего предупреждения потери системой устойчивости, целесообразно применять метод прогнозирующих моделей с использованием суб-Грамианов [7]. Интеллектуальные прогнозирующие модели актуальны также для проведения on-line диагностики технологического оборудования.

При разработке топологического процессора наиболее предпочтительным представляется использование гибридной методологии создания МАС, сочетающей формально-логический подход, парадигму виртуального мира

(наиболее четко представляющую возможности агента и формирование стратегии в текущей ситуации), а также методы извлечения технологических знаний из анализа данных реального функционирования системы (Data Mining).

Существуют различные средства проектирования и реализации агентов и мультиагентных систем. За прошедшее десятилетие было разработано более ста программных реализаций агентных платформ, каждая из которых характеризуется своими преимуществами и ограничениями [5], но наибольшее распространение получила платформа JADE (Java Agent Development Framework). Ее основные характеристики:

- использование FIPA-спецификации и инструментов для исправления ошибок (debugging) и развертывания (deployment) системы.
- возможность распространения среди компьютеров с разными операционными системами с ее конфигурированием через удаленный GUI- интерфейс;
- использование коммуникационной архитектуры с гибким и эффективным процессом обмена сообщениями через создание очередей и управления потоком ACL-сообщений, которые являются приватными для каждого агента;
- JADE предлагает графический интерфейс платформы администрирования с использованием RMA агента. Этот агент показывает состояние агентной платформы и предлагает разнообразные инструменты администрирования, исправление ошибок и тестирование приложений, базирующихся на JADE;
- для платформы Jade разработана среда Jadex, которая расширяет возможности Jade в области использования высокоуровневых концепций для создания агента. Jadex представляет собой BDI расширение мультиагентной платформы Jade.

Кроме агентных платформ для программирования агентов могут применяться:

- универсальные языки (Java, C++ , Visual Basic, C#);
- языки представления знаний (SL, KIF);
- языки переговоров и обмена знаниями (KQML, AgentSpeak, April);
- языки сценариев (Tcl/Tk, Python, Perl 5);
- специализированные языки (TeleScript, COOL, Agent0, AgentK);
- символьные языки и языки логического программирования (Oz, ConGolog, IMPACT, Dylog, Concurrent METATEM) и другие языки и средства разработки агентов.

4.3. Системы коммуникаций.

При построении системы коммуникаций, обеспечивающей работу топологического процессора, выделяются следующие основные компоненты коммуникационных сетей:

- сеть объекта (шина процесса) – сеть, связывающая оптические/электрические датчики тока и напряжения с микропроцессорными устройствами – агентами соответствующего уровня;
- сеть доступа (шина станции) – сеть между агентами МАСУ и аппаратурой передачи информации за пределы объекта;
- базовая сеть (транзитная/транспортная сеть) – сеть, связывающая серверы основных центров хранения и обработки информации;
- сетевые приложения - средства поддержки системы передачи, обработки, хранения и доступа к информации.

К системе коммуникаций должны предъявляться достаточно жесткие требования по надежности и отказоустойчивости, обеспечивающие:

- резервирование каналов и трактов между объектами и центрами обработки данных и управления ИЭС ААС;
- резервирование маршрутизаторов и подключений между коммутаторами общей шины процессов и маршрутизаторами;
- резервирование коммутаторов общей шины процессов и подключений устройств к этой шине;
- использование процедур защиты от перегрузок;
- построение сети на основе отказоустойчивых архитектурных решений;
- выполнение процедур восстановления сети или ее частей после сбоев, отказов и аварии с автоматическим восстановлением работоспособного состояния в пределах 50 мсек.

Безопасность системы коммуникаций должна обеспечиваться за счет обеспечения:

- защиты сетей связи от преднамеренных и непреднамеренных дестабилизирующих воздействий, нарушающих предоставление абонентам услуг связи;
- аудита и мониторинга событий, связанных с нарушениями безопасности системы коммуникаций;
- аутентификации и авторизации персонала, имеющего доступ к программным и аппаратным средствам управления системы коммуникаций;
- защиты передаваемой информации управления системой коммуникаций.

5. Взаимодействие топологического процессора с другими подсистемами МАСУ.

На приведенном ниже рисунке (Рис. 5) представлена общая логическая схема построения топологического процессора и его связь с моделирующими системами.

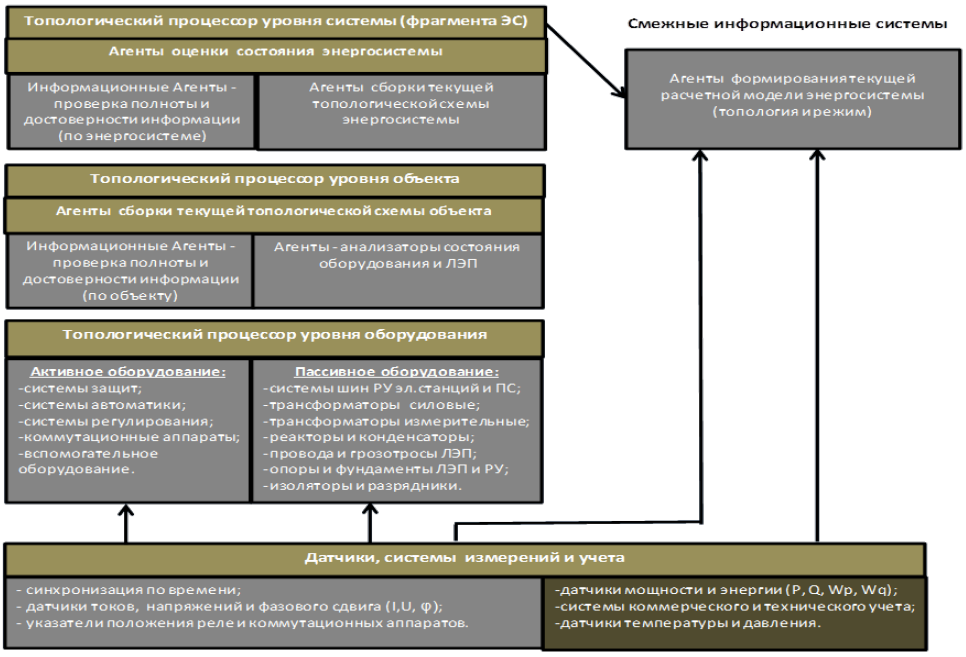


Рис.5. Общая логическая схема топологического процессора

При использовании данных (информации) несколькими информационными системами, применяются единые классификаторы, справочники, реестры активов и другие информационные массивы, необходимо иметь возможность их использования при представлении в виде плоской или иерархической структур. Эти условия должны также обеспечиваться при использовании метаданных, т.е. описывающих классы объектов в информационной системе, состав их атрибутов, связи между классами объектов, а также содержащие другую служебную информацию.

6. Выводы

В докладе приведены основные направления создания элементов интеллектуальной энергетической системы без фундаментального обоснования предлагаемых решений. Кроме того, формат данного доклада не позволяет показать все особенности их построения и использования, включая достоинства и недостатки, а просто указывает на необходимость рассмотрения возможности их использования при создании ЕРИТП, в частности, при реализации идеологии топологического процессора. Многие из предлагаемых решений следует подвергнуть серьезному анализу и проведению экспериментальных исследований, прежде чем приступить к практическому применению.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть — новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. 2009, № 4, с. 28-34.

[2] Дорофеев В.В. Интеллектуальная сеть. Новые принципы построения. Оборудование и системы управления интеллектуальной сети / Доклад на заседании круглого стола по теме “Умные сети – Умная энергетика – Умная экономика”. – СПб., 2010.

[3] Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно – адаптивной сетью, Москва 2012 год.

[4] Богданов А., Корхов В., Мареев В. Архитектуры и топологии многопроцессорных вычислительных систем / http://www.intuit.ru/studies/courses/45/45/lecture/1336

[5] Чиркунов К.С. Моделирование развития территориальной системы на базе агентного подхода: основные понятия // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD’2010): Труды Четвертой международной конференции, Москва, Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, 2010.

[6] Фрадков А. Л. СЕТЕВОЕ УПРАВЛЕНИЕ: ЗАДАЧИ И РЕШЕНИЯ / Труды УТЕОСС. Санкт-Петербург, 2012. С.21-23

[7] Nataliya N. Bakhtadze, Igor B. Yadikin. Identification methods based on associative search procedure / Control and Cybernetics. 2011. V.2, № 3. P.6-18.

ПРОГНОЗИРУЮЩИЕ МОДЕЛИ В СИСТЕМАХ МУЛЬТИ-МОДАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

А.В. Жуков, И.Б. Ядыкин, Н.Н. Бахтадзе

1. ВЕДЕНИЕ

НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СРЕДСТВ УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩЕЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Энергосистемы, действующие сегодня на территории России, обеспечивают необходимые поставки электроэнергии с достаточно высокой степенью надежности, что обусловлено, в значительной степени, их интеграцией в единой энергосистему России.. Надежность функционирования отдельных энергообъектов, в основном, обеспечивается за счет избыточного количества генерирующих мощностей, однако износ основных производственных фондов является критично высоким (50-70%). Высокая степень концентрации электроснабжения обусловливает полную зависимость потребителей от режима энергосистемы, и в связи с этим имеют место высокие риски тяжелых последствий от нарушения электроснабжения [1].

Для поддержания надежности энергоснабжения и увеличения эффективности, в создаваемых сегодняинтеллектуальных системах управления энергосистемой должны использоваться современные средства управления. **Интеллектуальные системы управления режимом** должны оперативно реагировать на изменения текущей ситуации, изменения различных параметров (в том числе, продуцируемых текущей ситуацией и не учтенных в расчетных моделях), и обеспечивать такой подход к управлению, который снижает влияние человеческого фактора. Однако должна оставаться возможность интерактивной работы лиц, принимающих управленческие решения, на разных уровнях оперативно-технологического управления энергосистемой. В этом случае система управления осуществляет информационно-аналитическую поддержку (в реальном времени) принятия решений человеком.

Для решения задач интеллектуального управления режимами ЕЭС необходима динамическая оперативная оценка состояния энергосистемы в режиме реального функционирования, наряду с прогнозированием этого состояния, на основе динамических моделей реального времени и адаптивных алгоритмов - для поддержания режима энергосистемы в допустимой области при критичных изменениях.

Для расчета поведения энергосистемы во времени, что необходимо для решения различных задач (оперативного управления, прогноза состояния электрооборудования участков различных классов напряжения, ранней диагностики режимов, приводящих к потере устойчивости для предотвращения отключения и др.), необходимо прогнозировать состояние отдельных объектов электросетевого комплекса. Средства телеметрии могут обеспечить измерение далеко не всех параметров элементов сети, которые требуются для прогнозирования их поведения при помощи расчетных моделей. Для прогноза параметров элементов сети (генерирующее оборудование, оборудование линий электропередачи, компенсаторы фазы, потребители электроэнергии и т.п.) представляется целесообразным использовать ***интеллектуальные системы оценки текущего состояния*** элементов сети и его прогнозирования на некоторое время вперед. Особый акцент делается на оценку параметров, которые невозможно, или технически сложно, или экономически не оправданно измерять при помощи средств телеметрии. Прогноз состояния важен е только во временном, но и в географическом аспекте.

Координирующая система управления ЕНЭС России верхнего уровня должна представлять собой иерархическую информационно-управляющую систему нового поколения, работающую в

рамках мультиагентной технологии на основе стандартизованных протоколов и интерфейсов взаимодействия.

С учетом вышесказанного, применение мультиагентного подхода целесообразно для динамической оценке состояния энергосистемы, использующего для оперативного прогноза модели реального времени различных элементов (виртуальные анализаторы). Например, для надежной работы энергосистемы необходимо иметь возможность оценивать состояние генерирующих мощностей с точки зрения качества участия их в процессе ОПРЧ. Основой для построения интеллектуальных прогнозирующих моделей должны быть технологии систем мониторинга переходных режимов СМПР.

При разработке интеллектуальных систем оценки и прогнозирования состояния энергосистемы следует применять методы математического моделирования для систем интеллектуального автоматизированного управления мультимодальными объектами.

Под *мультимодальными* (многорежимными) понимаются объекты (в общем случае, многомерные многосвязные, в частности, технологические процессы), функционирование которых в разные временные периоды характеризуется различными режимами, заданными в процессе исследования (проектирования) или эксплуатации. Это свойство мультимодальных объектов, в общем случае, формально интерпретируется как калибровка наборов свойств компонент вектора состояния исследуемого объекта на определенных временных промежутках.

Примерами могут служить: технологические процессы промышленного производства с несколькими стадиями или рециклами; транспортные перевозки одного и того же груза различными видами транспорта, и, конечно, электроэнергетические системы, функционирующие в нормальном, предаварийном, аварийном, пост-аварийном режимах. Следует заметить, что для энергетических систем характерно наложение переходных процессов выполняемых в различных временных шкалах.

2. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ

Система интеллектуальной оценки и оперативного прогнозирования состояния энергосистемы позволит, в частности, оценивать в режиме реального времени:

- объемы производства электроэнергии, с учетом дефицитности (избыточности);
- состояние оборудования на электростанциях (с учетом степени амортизации);
- структуру топливного баланса электростанций и устойчивость топливоснабжения.

Эти показатели будут определяться (on-line) на основе учета в интеллектуальных моделях не только данных телеметрии, но и следующих параметров:

- наличие резервов по производству электроэнергии (тепла);
- топология линий электропередач и их состояние,
- размещение трансформаторных подстанций и наличие незагруженных мощностей,
- вывод в ремонт оборудования по результатам диагностики,
- расчета риска уязвимости энергосистемы по отношению к различным угрозам,
- решения задач достоверизации телеметрической ниформации.

На основе предложенной методологии интеллектуального динамического прогнозирования нелинейных нестационарных объектов и разработки мультиагентных технологий система будет осуществлять в режиме реального функционирования:

- прогноз объемов поставки и резервов генераторов, мощности, вырабатываемой всеми объектами генерации.
- интеллектуальную поддержку принятия диспетчерских решений (в форме экспертно-аналитических сообщений и рекомендаций по управлению, получаемых на основе адаптивных алгоритмов);
- динамическую оперативную корректировку управления режимами на основе прогнозирующих динамических моделей реального времени и адаптивных алгоритмов - для поддержания режима в допустимой области при любых изменениях.
- обеспечение способности самовосстановления сети в режиме реального функционирования.
- координацию ремонтных кампаний сетевого и генерирующего оборудования.

Одной из основных подсистем интеллектуальной системы управления режимов должна стать ***мультиагентная система определения и локализации отказов***. Основными функциями такой системы являются:

a. интеллектуальный мониторинг состояния ЭЭС с целью выявления отклонения состояний от состояний нормального режима

b. определение и локализация отклонений состояния от состояний нормального режима

c. определение и локализация факторов, вызвавших указанные отклонения

d. перенастройка или реконфигурация системы управления

e. автоматический постфактум-анализ причин отказа оборудования

f. прогноз потенциальной аварийной ситуации (интеллектуальный поиск прецедента).

В формате создания Интеллектуальной системы управления режимом следует предусмотреть:

- Разработку нелинейных моделей состояния энергосистемы и интеллектуальных алгоритмов идентификации, основанных на построении нелинейных динамических моделей с использованием архивов технологических параметров режимов энергосистемы и базы знаний
- Разработку алгоритмического обеспечения системы интеллектуального динамического прогнозирования нелинейных нестационарных объектов
- Разработку методов оптимальной загрузки, обеспечивающих нормативные запасы устойчивости на основе динамического анализа устойчивости, минимизации потерь электроэнергии, предотвращении или снижении нерасчетных потерь энергии, что обеспечивает высокий уровень надежности энергосистемы в целом.

3. МЕТОДЫ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ И ПРОГНОЗИРУЮЩЕЙ ДИАГНОСТИКИ

Для решения перечисленных выше задач целесообразно применять ***интеллектуальные методы оценки состояния на основе ассоциативного поиска***, использующие архивы технологических параметров режимов энергосистемы и базы технологических знаний. Построение интеллектуальных идентификационных моделей осуществляется с использованием базы технологических знаний, сформированной на этапе обучения и пополняемой в ходе реального функционирования. Такой подход реализует возможность использования дополнительной априорной информации об объекте в форме обучения. В целях увеличения быстродействия алгоритма (что является одним из ключевых показателей качества работы алгоритмов) должно

осуществляться обучение системы. Эффективным методом является кластеризация («обучение без учителя»). Критерий отбора входных векторов из архива для построения виртуальной модели в данный момент времени по текущему состоянию объекта осуществляется на основе оригинальных методов динамической кластеризации.

При разработке алгоритмов идентификации нелинейных нестационарных объектов должны быть использованы методы кратно-масштабного вейвлет-преобразования и методы нечеткой логики. Для идентификации реального объекта осуществляется моделирование поведения лица, принимающего решение, основанное на формализации технологических знаний. Разрабатываются виртуальные модели технологических процессов с помощью методов интеллектуального анализа данных (DataMining).

В основе предлагаемых методов лежат алгоритмы динамического прогнозирования состояния энергосистемы на базе данных по текущей выработке и резервным мощностям. С учетом того, что энергетические объекты являются существенно нелинейными и нестационарными, для построения адекватной модели, наряду с линеаризацией в окрестности точки установившегося режима, целесообразно использовать технологические знания объекте, накопляемые и корректируемые on-line.

Особенностью мультимодальных систем является возможность прогнозирования на основе знаний, сформированных на стадии обучения, и формализующих закономерности изменений группы факторов, характеризующих определенный режим. При построении прогнозирующей модели на основе кластеризации определяется «принадлежность» определенному режиму, и далее прогноз осуществляется только для оставшихся параметров.

Предположим, в мультимодальной системе представлено N различных режимов функционирования. Это может быть интерпретировано следующим образом. Состояние системы представляет собой вектор $x(k) = x_1^i(k),...,x_N^i(k)$, где i - номер моды (режима). Вектор состоит из N компонент, отражающих значения различных показателей, определяющих состояние. В любой фиксированный момент времени $k=s$ система работает в определенном режиме. Это означает, что любой фиксированный момент времени s характеризуется попаданием вектора $x(s)$ в некоторую область в N- мерном пространстве: $x(s) \in D(s) = D_1^i(s) \bigcup ... \bigcup D_N^i(s)$, где $D_1^i(s),...,D_N^i(s)$ - области значений $x_1^i(s),...,x_N^i(s)$ в момент времени s. Эти области определяют границы изменений вектора состояния системы при ее работе в определенном режиме.

Если хотя бы по одной из компонент имеет место (либо прогнозируется) выход за границы, характерные для нормального режима, система управления должна в автоматическом режиме отреагировать на указанное отклонение. Рассмотрим в качестве примера прогнозирование приближения системы к опасному состоянию.

4. ВЫЯВЛЕНИЕ ОПАСНОГО СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ ПО ПРОГНОЗИРУЮЩИМ МОДЕЛЯМ РЕАЛЬНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ.

Для того, чтобы прогнозировать приближение системы к неустойчивому состоянию по прогнозу выхода, предлагается метод, основанный на построении интеллектуальных прогнозирующих моделей состояния энергообъектов методом ассоциативного поиска. В результате осуществляется прогнозирование с высокой степенью точности даже в случае существенно нелинейных объектов.

Далее исследуется передаточная функция линейной регрессионной виртуальной модели и Грамиан управляемости для соответствующей реализации системы в пространстве состояний.Приближение к опасным границам сигнализирует неограниченное возрастание нормы Фробениуса грамиана управляемости для соответствующей реализации динамического объекта в пространстве состояний.

В случае, когда объект является нестационарным, целесообразно исследовать спектр кратно-масштабного вейвлет-разложения динамического объекта.

Задача прогнозирования приближения системы к неустойчивому состоянию состоит из следующих этапов:

- Формирование структуры математической модели электрической сети с примыкающей распределенной генерацией и потребителями.
- Формирование линеаризованных уравнений ЭЭС в канонической форме для применения методов классического анализа устойчивости.
- Формирование нелинейной модели ЭЭС с учётом зон нечувствительности в регуляторах скорости турбин.
- Исследования статистических характеристик параметров режима энергосистем и применение их для оценки параметров энергосистем как объектов управления.
- Формирование прогнозирующей модели текущего режима и автоматическая адаптация параметров модели к текущему режиму.
- Выявление опасного отклонения состояния от прогнозируемого состояния модели и его локализация (агент прогноза опасного состояния энергосистемы).
- Прогноз потенциальной аварийной ситуации (интеллектуальный ассоциативный поиск прецедента).
- Решение задачи определения степени статической устойчивости, типа возможной неустойчивости и наиболее опасного сечения электрической сети.
- Разработка алгоритмического обеспечения системы раннего предупреждения об угрозе потери устойчивости для задачи высокой размерности.

Нерешенной сегодня задачей является разработка методов прогнозирующей диагностики состояния энергосистемы на достаточно коротких интервалах времени, равных длительности оперативных переключений для крупных энергетических систем, для чего предполагается использовать многопроцессорные вычислительные системы и суперкомпьютеры.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Жуков А.В. Современное состояние и перспективы развития систем РЗА в ЕЭС России/ Релейная защита и автоматика энергосистем 2012. 29 - 31 мая 2012, ВВЦ, Москва

[2] Bakhtadze, N.N., Yadykin, I.B., Vlasov, S.A. Intelligent distributed system of power generating unit's control coordination (2012) IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline) 14 (PART 1) PP. 639 - 644 doi: 10.3182/20120523-3-RO-2023.00280.

[3] Bakhtadze, N.N., Dolgui, A., Lototsky, V.A., Maximov, E.M. Intelligent Identification algorithms for frequency/power control in Smart Grid (2012) IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline) 14 (PART 1) PP. 940 - 945 doi: 10.3182/20120523-3-RO-2023.00304.

[4] Бахтадзе Н.Н., Моржин Ю.Н., Ядыкин И.Б. Мультиагентная интеллектуальная иммунная система электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью Автоматизация в промышленности №4/2012 С. 61-64 М: ООО изд. Дом «ИнфоАвтоматизация» ISSN 1819-5962

МУЛЬТИАГЕНТНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ

Архипов И.Л., Мольский А.В. (ОАО «ФСК ЕЭС»)
Иванов А.М., Новицкий Д.А., Сорокин Д.В., Холкин Д.В. (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»)

1. Введение

Мультиагентная автоматизированная система управления напряжением и реактивной мощностью (МАСУ НРМ) разрабатывается в ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» по заказу ОАО «ФСК ЕЭС» в рамках реализации программы по созданию интеллектуальной сети в Объединенной энергетической системе (ОЭС) Востока [1]. В качестве пилотного объекта для опытно-промышленного внедрения МАСУ НРМ выбран энергетический кластер «Эльгауголь», расположенный на территории юго-восточной части Республики Саха (Якутия) и северной части Амурской области. Сооружение и ввод в эксплуатацию электросетевой инфраструктуры в данном районе обусловлено необходимостью электроснабжения Эльгинского угольного комплекса ОАО ХК «Якутуголь». План-схема электрических сетей пилотного объекта представлена на рис. 1.

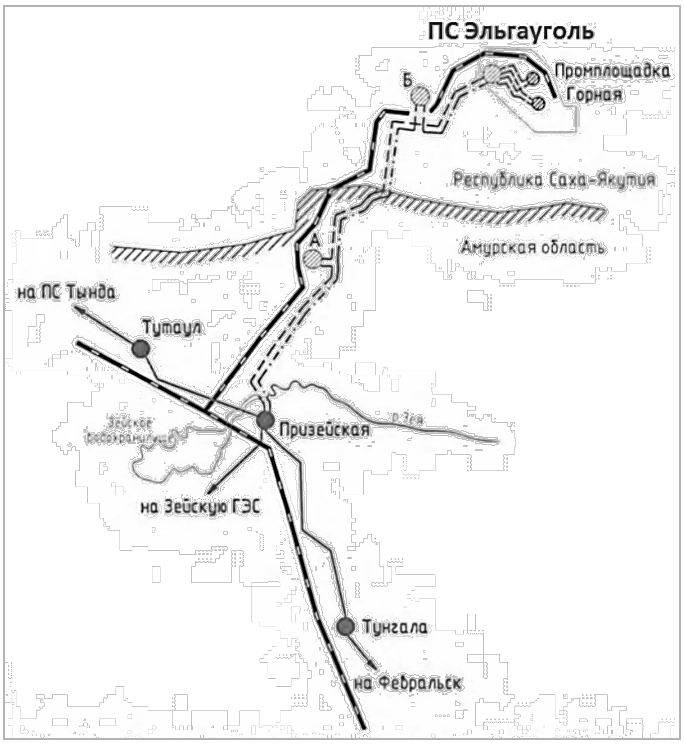


Рис. 1. План-схема электрических сетей энергетического кластера «Эльгауголь».

Разработка МАСУ НРМ выполнена на основе эталонной архитектуры интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), созданной в рамках деятельности Архитектурного комитета по развитию ИЭС ААС группой экспертов во главе с Центром системных исследований и разработок интеллектуальных энергосистем ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС». В соответствии с функциональными требованиями к МАСУ НРМ указанная система предназначена, в первую очередь, для повышения качества стабилизации уровней напряжения и снижения уровня потерь активной мощности в электрических сетях. Однако в виду того, что реализуемый проект является пилотным, к целям создания МАСУ НРМ следует отнести также отработку подходов к созданию интеллектуальных электрических сетей, выполнение оценки эффективности применения мультиагентной платформы для построения системы, наработку опыта эксплуатации мультиагентных систем и дальнейшее уточнение эталонной архитектуры ИЭС ААС.

2. Предпосылки создания мультиагентной системы управления

В течение 2012-2013 годов экспертными рабочими группами под руководством Архитектурного комитета при Научно-техническом Совете ОАО «ФСК ЕЭС» и Российской академии наук были разработаны основные положения и подходы к созданию эталонной архитектуры интеллектуальной энергетической системы с активно-адаптивной сетью [2]. В работе участвовало семь экспертных групп. Четыре из этих групп представляли интересы различных предметных областей работы электроэнергетической системы – «Магистральные и распределительные сети», «Крупные генераторы и потребители», «Распределенная генерация, накопители и возобновляемые источники энергии», а также «Малые потребители, энергосбытовые компании и сервис-провайдеры». Три группы представляли различные аспекты управления – «Рыночные механизмы», «Управление функционированием» и «Информационно-коммуникационные технологии».

Задачей предметных групп являлась разработка «сценариев использования» интеллектуальной сети и выявление требований к ней со стороны представляемых ими предметных областей. В процессе работы над требованиями и обсуждении представлений различных групп об энергетики будущего выявилось, что их представления во многом исключают друг друга. Например, крупным производителям и потребителям в первую очередь необходимы обеспечение надежности функционирования энергосистемы и возможность максимального использования своих производственных активов. Это объясняется тем, что с экономической точки зрения крупные индустриальные объекты (как генерирующие, так и потребляющие электроэнергию), находятся в конкурентных условиях работы на рынках электроэнергии и рынках энергоносителей. В связи с чем, повышение эффективности на каждый процент является для них существенным конкурентным преимуществом перед другими такими компаниями.

Для динамичных компаний, не относящихся к сырьевой экономике, эффективность использования (или производства электроэнергии) не является определяющим экономическим фактором. Их интерес к «интеллектуализации» электроэнергетики лежит в первую очередь в области сокращения сроков технологического присоединения объектов компании к электрическим сетям. «Электроэнергия» не является для них фактором, определяющим себестоимость продукции – она позволяет обеспечить ввод предприятия в эксплуатацию в требуемые сроки и на требуемой территории. При этом предприятия могут иметь повышенные требования к качеству электроэнергии, если это диктуется технологией производства.

Это и другие противоречия в потребностях основных заинтересованных лиц **обусловили выбор мультиагентного подхода к построению системы управления интеллектуальными энергосистемами** [3, 4, 5]. Данный подход сочетает в себе гибкость системы управления по отношению к различным целям управления с технологичностью расширения и модернизации системы. Эти качества системы были отражены в требованиях к системе управления напряжением и реактивной мощностью в пилотном энергокластере «Эльгауголь» и в архитектуре этой системы в целом.

3. Требования к мультиагентной системе управления напряжением и реактивной мощностью

В процессе создания мультиагентной системы управления напряжением и реактивной мощностью выполнена разработка требований к этой системе. Кроме основных функциональных требований к МАСУ НРМ (обеспечение стабилизации уровней напряжения и снижение уровня потерь активной мощности) сформулированы дополнительные требования, являющиеся ключевыми и необходимыми для построения интеллектуальных электрических сетей в соответствии с разработанной Архитектурой ИЭС ААС.

3.1. Сохранение работоспособности МАСУ НРМ при повреждении каналов связи

Одним из ключевых требований к МАСУ НРМ является необходимость сохранения основного функционала автоматизированной системы в условиях нарушения коммуникационной связи между электросетевыми объектами (подстанциями). Технологические нарушения при передаче информации по каналам связи могут быть обусловлены не только техническими

причинами (например, отказом модулей коммутационной аппаратуры), но также и целенаправленным сторонним вмешательством в каналы связи. Выполнение указанного требования означает сохранение работоспособности МАСУ НРМ в условиях возможного искажения поступающей телемеханической информации, в том числе при возникновении нерегламентированных задержек при передаче информации, потере части данных в процессе обмена информацией с удаленными энергообъектами, а также при полной потере коммуникационной связи с одним или несколькими энергообъектами. Сохранение работоспособности автоматизированной системы в указанных условиях возможно при реализации в системе логики распределенного (децентрализованного) управления и хранения данных. **В наилучшей степени такой логике соответствует построение автоматизированных систем на основе использования принципов мультиагентности**, которые обеспечивают возможность реализации достаточно простых алгоритмов взаимной диагностики и идентификации корректности (правильности) функционирования входящих в МАСУ НРМ автоматических регуляторов по управлению электроэнергетическим оборудованием (управляемыми шунтирующими реакторами, устройствами РПН трансформаторов и др.).

3.2. Адаптивность МАСУ НРМ

Другим ключевым требованием к МАСУ НРМ является необходимость сохранения функционирования автоматизированной системы при существенных изменениях схемно-режимной ситуации в энергосистеме. Изменения схемно-режимной ситуации могут быть вызваны как оперативными переключениями на подстанциях (электростанциях) и возникновением в энергосистеме технологических нарушений, так и вводом в эксплуатацию нового электросетевого оборудования (в том числе, управляемого оборудования). Реализованная в МАСУ НРМ функциональность позволяет в автоматическом режиме обеспечить работоспособность автоматизированной системы при изменении схемно-режимных условий в энергосистеме, а также в автоматическом режиме определить факт подключения нового электросетевого оборудования и включить это оборудование в контур управления системы.

3.3. Открытость и модульность платформы МАСУ НРМ

Третьим требованием к МАСУ НРМ является требование обеспечения открытости и модульности платформы построения автоматизированной системы. Это означает возможность реализации в автоматизированной системе дополнительной функциональности (ввода в систему дополнительных модулей) не только на этапе разработки, но и на этапе эксплуатации автоматизированной системы. Реализованная в МАСУ НРМ открытая платформа системы обеспечивает возможность разработки таких модулей различными производителями. Новые модули могут быть интегрированы в инфраструктуру автоматизированной системы в автоматическом режиме без необходимости перепроектирования системы и вывода этой системы из эксплуатации на длительный срок.

3.4. Количественные критерии оценки эффективности функционирования МАСУ НРМ

3.4.1. При разработке требований к аппаратной части (hardware) и программной составляющей (software) МАСУ НРМ был экспертно сформулирован количественный критерий, определяющий верхнюю границу стоимости внедрения автоматизированной системы на энергообъекте (подстанции) и обусловленный необходимостью обеспечения возможности массового тиражирования системы. Этот критерий заключается в том, что стоимость внедрения автоматизированной системы не должна составлять более 1 % от стоимости энергообъекта, на котором эта система вводится в эксплуатацию.

3.4.2. Эффективность реализации в МАСУ НРМ основного функционала определяется возможностью снижения величины потерь активной мощности в энергетическом кластере на 5 % (по сравнению с уровнем потерь активной мощности в энергокластере при выведенной из работы МАСУ НРМ), а также снижением количества выходов уровней напряжения в электрических сетях за допустимые диапазоны.

3.4.3. Длительность включения в контур управления МАСУ НРМ новых элементов должна составлять не более 1-й минуты (с момента ввода этих элементов в эксплуатацию). Под новыми

элементами понимаются как устанавливаемое на подстанциях (электростанциях) электротехническое оборудование (например, устройства компенсации реактивной мощности, синхронные генераторы и т.д.), так и системы автоматического управления этим оборудованием. МАСУ НРМ позволяет в автоматическом режиме включить новые элементы в инфраструктуру автоматизированной системы (в том числе, в расчетную модель энергетического кластера).

4. Архитектура мультиагентной системы

Архитектура системы определяется выбором способа реализации функциональных требований. При выборе этого способа определяются возможности взаимодействия структурных компонентов системы. Выбор структурных компонентов и механизма их взаимодействия определяет не только эффективность функционирования системы, но также определяет требования к аппаратной и программной платформам системы, определяет возможность расширения системы и возможность взаимодействия с другими системами.

В рамках работы экспертных групп при Архитектурном комитете кроме функциональных требований были определены и нефункциональные требования к интеллектуальным электроэнергетическим системам. Одно из основных таких требований заключается в том, что **разработка автоматизированных систем должна быть основана на применении унифицированной платформы**, позволяющей различным разработчикам реализовывать только определенный («узкий») функционал системы (без необходимости разработки готовой системы «под ключ»). Это позволит инженерам сфокусироваться на разработке функционала системы только в части своей специализации и обеспечит возможность повышения качества разработки отдельных модулей. В результате, реализация указанного требования обеспечит возможность повышения надежности функционирования системы в целом.

Этот подход достаточно сильно отличается от существующей практики разработки автоматизированных систем управления в электроэнергетике. В большинстве случаев для создания автоматизированной системы управления компания-разработчик этой системы должна обладать широким спектром компетенций в различных областях науки и техники (в области режимов энергосистем, электротехники, теории управления, разработки программного и аппаратного обеспечения, коммуникационного оборудования и т.п.). При этом энергетические компании, внедряющие у себя новую автоматизированную систему, часто не имеют возможности приобретения только требуемого функционала системы и вынуждены приобретать систему «целиком» (в ряде случаев, из-за одной-двух требуемых функций).

Применение концепции мультиагентного построения автоматизированных систем (а также алгоритмов мультиагентного управления электроэнергетическими режимами) позволяет реализовать архитектуру системы, в которой определенная функциональность системы реализуется отдельной автономной подсистемой – агентом (или агентской сетью, если для реализации этой функции требуется согласованная работа нескольких агентов). На рис. 2 представлена структурная схема мультиагентной автоматизированной системы управления напряжением и реактивной мощности (МАСУ НРМ).

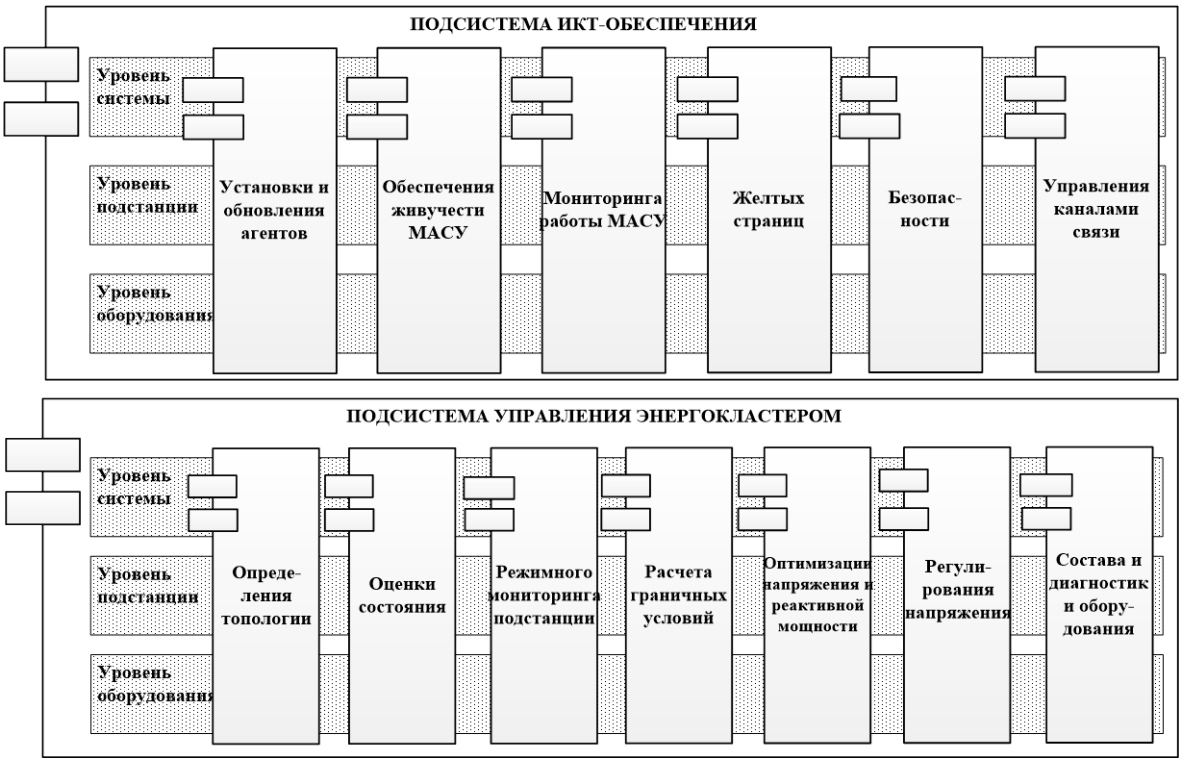


Рис. 2. Структурная схема МАСУ НРМ.

Из структурной схемы МАСУ НРМ видно, что в состав автоматизированной системы входят две основные подсистемы – подсистема управления энергетическим кластером и подсистема информационно-коммуникационного обеспечения. Подсистема управления энергетическим кластером включает в себя агентов, реализующих функции управления напряжением и реактивной мощностью на участке электрической сети. Подсистема информационно-коммуникационного обеспечения включает в себя агентов, обеспечивающих функционирование системы «в целом». В частности, подсистема информационно-коммуникационного обеспечения включает агентов, обеспечивающих возможность включения в систему нового дополнительного функционала (новых агентов), сохранения работоспособности системы при различных технологических нарушениях (например, при отказе коммутационной аппаратуры), включения в контур управления МАСУ НРМ нового электротехнического оборудования и т.д.

Каждая из подсистем содержит мультиагентные группы, объединяющие в сеть агентов на разных объектах и разных уровнях управления. Для агентов каждой группы используется общая онтология и протоколы взаимодействия. С точки зрения расширения и развития системы предложенная архитектура позволяет добавлять в каждую подсистему агента (или группу агентов) для обеспечения нового функционала системы. С точки зрения эксплуатации системы разбиение групп на уровни позволяет ввести в систему агентов-координаторов на уровне системы и обеспечивать интерфейс для операторов МАСУ НРМ. Использование такого интерфейса позволяет оператору автоматизированной системы выполнять настройку системы, в том числе изменять цели агентов в группе, а также способы принятия решений при взаимодействии агентов.

5. Описание работы МАСУ НРМ

Мультиагентная автоматизированная система управления напряжением и реактивной мощностью разрабатывается в ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» для внедрения в пилотном энергетическом кластере «Эльгауголь». Указанный кластер включает в себя две протяженные линии электропередачи 220 кВ от подстанции Призейская в энергосистеме Амурской области до подстанции Эльгауголь в энергосистеме Республики Саха (Якутия). Линии электропередачи, соединяющие подстанции Призейская и Эльгауголь, имеют заходы на тяговые подстанции А и Б, находящиеся, соответственно, на расстоянии ориентировочно 100 км и 200 км от подстанции

Призейская. Принципиальная схема электрических соединений энергетического кластера «Эльгауголь» (в соответствии с проектной документацией) представлена на рис. 3.

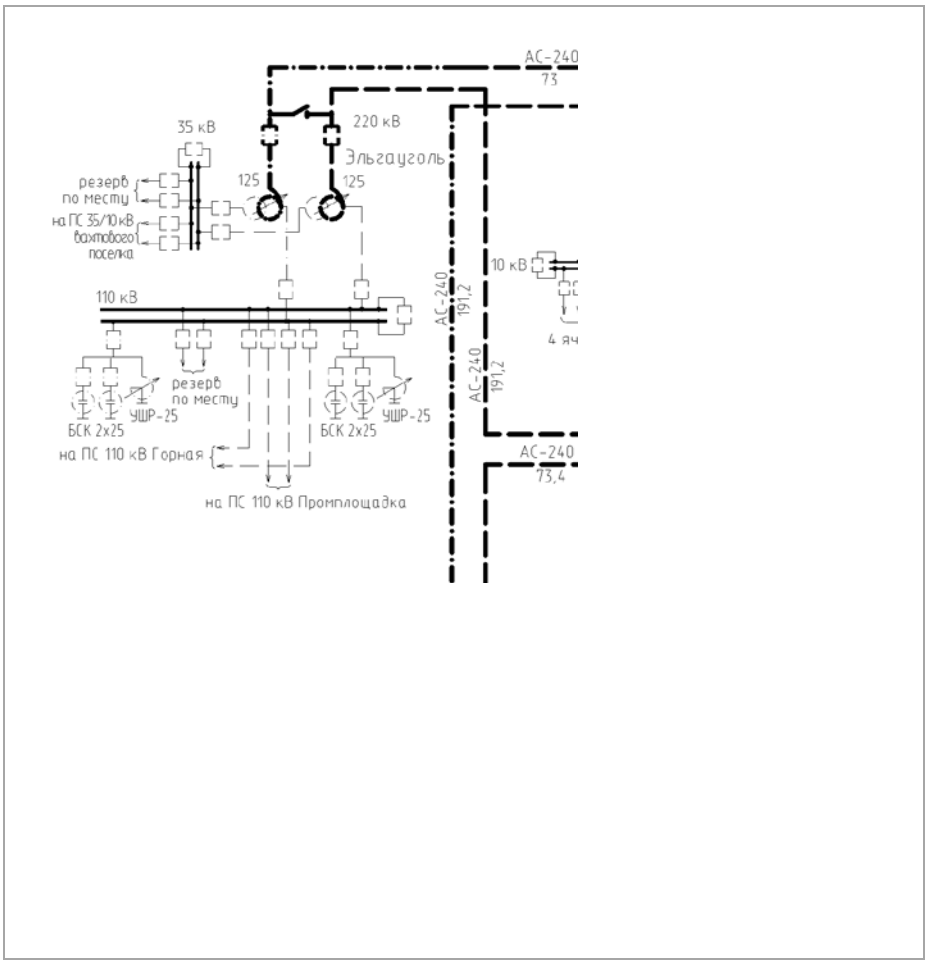


Рис. 3. Принципиальная схема электрических соединений энергетического кластера «Эльгауголь».

В проектной документации предусматривается установка на подстанциях трансформаторов (автотрансформаторов) с РПН, а также установка средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) – двух групп устройств на каждой секции шин 110 кВ на подстанции Эльгауголь. Каждая группа СКРМ включает один управляемый шунтирующий реактор (УШР) 25 Мвар и две коммутируемых батареи статических конденсаторов (БСК) 25 Мвар. На подстанции Призейская установлен УШР 100 Мвар, присоединенный к шинам 220 кВ, а также два шунтирующих реактора (ШР), присоединенных к шинам 35 кВ.

5.1. Контуры управления МАСУ НРМ

Основной режим работы МАСУ НРМ «Эльгауголь» – циклический с двумя временными контурами: «оптимизационным» и «рабочим». В более медленном «оптимизационном» контуре, цикл работы которого может быть настроен, периодически или спорадически (при выходе за границы режимных параметров или при других событиях) производится определение оптимальных уровней напряжения и распределения потоков реактивной мощности. В результате оптимизации определяются значения напряжений на шинах 220 кВ подстанций, коэффициенты трансформации трансформаторов (автотрансформаторов), а также уставки средств компенсации, обеспечивающие минимум выбранной целевой функции. В более быстром («рабочем») цикле осуществляется групповое управление средствами компенсации реактивной мощности на подстанциях Эльгауголь и Призейская для достижения оптимальных значений напряжения.

В оптимизационном цикле могут задаваться различные целевые функции: снижение потерь электроэнергии на участке сети или обеспечение максимальной «близости» напряжений заданным значениям. Кроме того, возможен режим оптимизации, при котором минимум потерь определяется

с учетом отклонений напряжений от заданных величин, что учитывается весовыми и штрафными коэффициентами в целевой функции. Управление в «рабочем» цикле также имеет возможности конфигурации и гибкой настройки. Целевыми функциями в «рабочем» цикле может быть минимизация потерь в электросетевом оборудовании или минимизация количества коммутаций БСК и ШР. Выбор того или иного функционала управления осуществляется через пользовательские интерфейсы агентов-координаторов.

5.2. Цикл управления МАСУ НРМ

Для обеспечения автоматической адаптации системы к «резкому» изменению схемно-режимных условий работы или включению нового электросетевого элемента используется мультиагентный механизм настройки системы. Этот механизм основан на том, что каждый элемент системы представлен в МАСУ своим агентом оборудования. Эти агенты относятся к группе состава и диагностики оборудования и находятся на нижнем уровне функциональной подсистемы – уровне оборудования. Каждый из агентов оборудования содержит описание своего элемента в виде CIM(RDF)-файла в соответствии с общей информационной моделью (МЭК 61970-301), то есть подробность представления схемы сети соответствует подробности диаграммы классов в CIM-модели. Помимо атрибутов своего класса и описания отношений к другим элементам системы, агент оборудования также содержит информацию об относящихся к нему доступных измерениях и управлениях в формате протоколов МЭК 61970 и МЭК 61850. В перспективе такой подход позволит обеспечить интеграцию с системами мониторинга и диагностики для трансляции через агента оборудования в МАСУ информации о техническом состоянии оборудования. При этом достаточным является замена программного кода соответствующего агента оборудования без замены кода основной части системы (платформы).

При вводе в эксплуатацию нового электротехнического оборудования (до момента подключения этого оборудования к электрической сети) собственник этого оборудования обеспечивает ввод и регистрацию в МАСУ агента этого оборудования. При регистрации агент оборудования сообщает агенту желтых страниц о своем появлении, а также о времени физического появления оборудования в электрической сети. Агент желтых страниц оповещает об этом агентов топологии, подписанных на указанное событие. Агенты топологии обеспечивают включение нового элемента в топологическую схему (схему «шины-выключатели»). С этого момента оборудование представлено в инфраструктуре МАСУ (в том числе, в расчетных моделях электрической сети), и будет учитываться в оптимизационных расчетах с момента включения оборудования в работу.

Далее агенты топологии на основании телесигналов о положении выключателей и разъединителей формируют из схемы «шины-выключатели» расчетную модель – схему «узлы-ветви». Агенты оценки состояния с использованием телеизмерений формируют электроэнергетический режим системы. Следует отметить, что на этапе оценки состояния, имея информацию по смежным объектам, можно выполнить оценку корректности поступающих со смежных энергообъектов данных, а также при необходимости «восстановить» недостающую информацию при потере связи объекта с остальной сетевой группой. Это особенно важно, учитывая тот факт, что сегодня становятся доступными синхронизированные векторные измерения, и можно рассчитывать и на высокую точность восстановления информации по утерянным фрагментам, и на возможность прогнозирования траектории движения режимных параметров.

После формирования расчетной модели электрической сети (схемы «узлы-ветви») агенты ограничений на основании расчетов и значений, получаемых с верхнего уровня системы (например, из диспетчерского центра), формируют границы оптимизации для соответствующих агентов. Эти агенты рассчитывают оптимальные значения напряжений и коэффициентов трансформации трансформаторов (автотрансформаторов) и передают их агентам регулирования. Агенты регулирования определяют оптимальные законы изменения реактивной мощности (для находящихся под их управлением устройств регулирования) и осуществляют ввод системы в область оптимальных значений режимных параметров.

Этот цикл управления в основном аналогичен подходу к управлению, осуществляемому системами класса SCADA/EMS. Однако существенное отличие состоит в том, что этот цикл управления осуществляется на каждом объекте управления, между объектами не передаются

управляющие сигналы, а координация (централизация) производится через единство моделей. При этом используемые каждым объектом модели энергосистемы могут частично отличаться друг от друга.

5.3. Новые возможности, предоставляемые МАСУ НРМ

В зависимости от настроек агентов-координаторов, результаты работы системы могут меняться в достаточно широком диапазоне. Если агенты-координаторы топологии всех объектов собирают информацию обо всех элементах энергосистемы, то на всех объектах будет одинаковая модель «шины-выключатели». Если при оценке состояния используются все телеизмерения со всех объектов или данные достаточно точно восстанавливаются по данным синхронизированных векторных измерений, то и результаты оценки также будут одинаковыми. Если все агенты-оптимизаторы используют идентичные целевые функции, то и представление об оптимальном режиме системы будут одинаковыми на всех объектах. В таком предельном случае МАСУ НРМ будет вести себя как централизованная система управления, но продублированная на всех объектах. В другом предельном случае, когда каждый объект «видит» только свое оборудование, свои сигналы и измерения, МАСУ будет функционировать как набор не связанных друг с другом локальных регуляторов. При этом проектируемая в кластере «Эльгауголь» инфраструктура связи позволяет реализовать оба предельных случая организации управления. Определение оптимального соотношения между централизованным и локальным управлением и выработка наилучшего способа регулирования является одной из задач реализации пилотного проекта. С технологической точки зрения рациональное совмещение централизованного и локального управления в рамках мультиагентной архитектуры **создает новые возможности по целому ряду направлений**. Это, во-первых, использование резервов мощности в электрической сети как для повышения доступности для технологического присоединения, так и в части повышения запасов при обеспечении надежности электроснабжения потребителей. Это также и реализация дополнительных возможностей по внедрению адаптивных устройств противоаварийной автоматики и релейной защиты. Реализация указанных функций является актуальной задачей, решение которой необходимо для обеспечения высокого уровня селективности и чувствительности защит, а также снижения рисков неправильного «ручного» выбора уставок защит.

Учитывая возможность масштабирования и поэтапного развития мультиагентной автоматизированной системы, является перспективным создание на базе МАСУ ряда профильных продуктов, предоставляющих различным субъектам электроэнергетики дополнительные возможности по получению разнообразной информации о смежных энергообъектах, о качестве электроэнергии в текущий момент времени, о величине потерь мощности в электрических сетях и т.д. **Реализация этих возможностей позволит наиболее эффективным способом организовать «рынок системных услуг» в энергетике**.

Существенным отличием МАСУ от существующих традиционных «централизованных» систем являются обеспечиваемые МАСУ значительно **более высокие уровни кибербезопасности и надежности функционирования мультиагентной автоматизированной системы**. Это обусловлено высокими уровнями надежности функционирования МАСУ в условиях недостаточности (недостоверности) используемой телемеханической информации.

6. Испытание мультиагентной системы управления на Полигоне интеллектуальных энергосистем ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Тестирование МАСУ НРМ выполнено на Полигоне ИЭС ААС, развернутом в ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» на базе Центра системных исследований и разработок интеллектуальных энергосистем. Назначение Полигона ИЭС ААС – проведение испытаний элементов интеллектуальной сети, а также поддержка команд разработчиков агентов и приложений для интеллектуальной сети на всех стадиях жизненного цикла их решений.

В качестве тестового возмущения выбрано линейное изменение нагрузок на шинах 110 кВ ПС Эльгауголь в соответствии с графиком нагрузок, представленным на рис. 4. График изменения уровня напряжения на шинах 110 кВ ПС Эльгауголь при вводе МАСУ НРМ в работу и без управляющих воздействий от МАСУ НРМ представлены на рис. 5. Результаты тестирования

свидетельствуют о том, что **применение МАСУ НРМ приводит к повышению качества стабилизации уровней напряжения в электрических сетях**. Дальнейшая отладка и настройка автоматизированной системы для обеспечения надежного функционирования МАСУ НРМ в схемно-режимных условиях работы энергетического кластера «Эльгауголь» будет выполнена на следующих этапах работы в процессе комплексных испытаний автоматизированной системы на Полигоне ИЭС ААС.

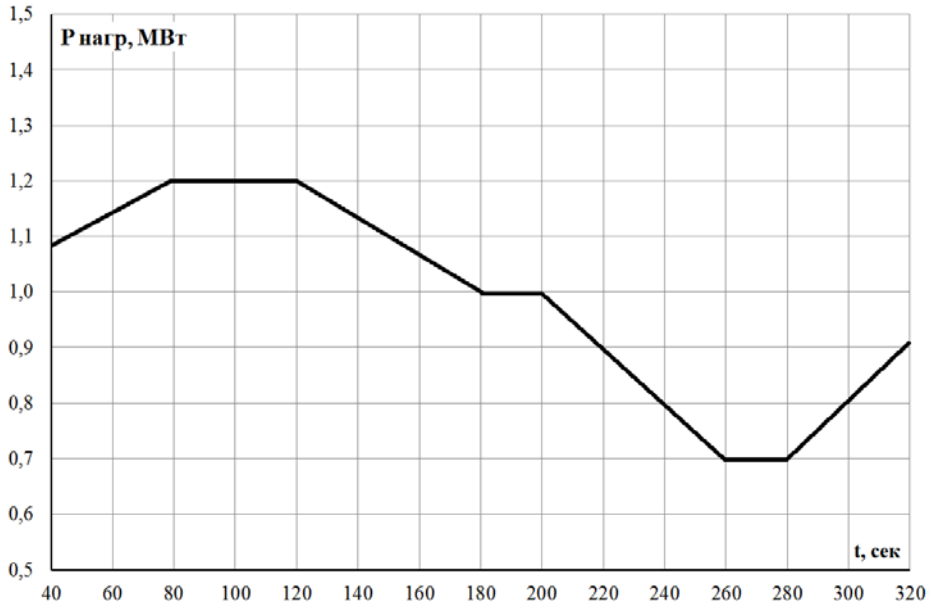


Рис. 4. Изменение величины активной мощности нагрузок ПС Эльгауголь.

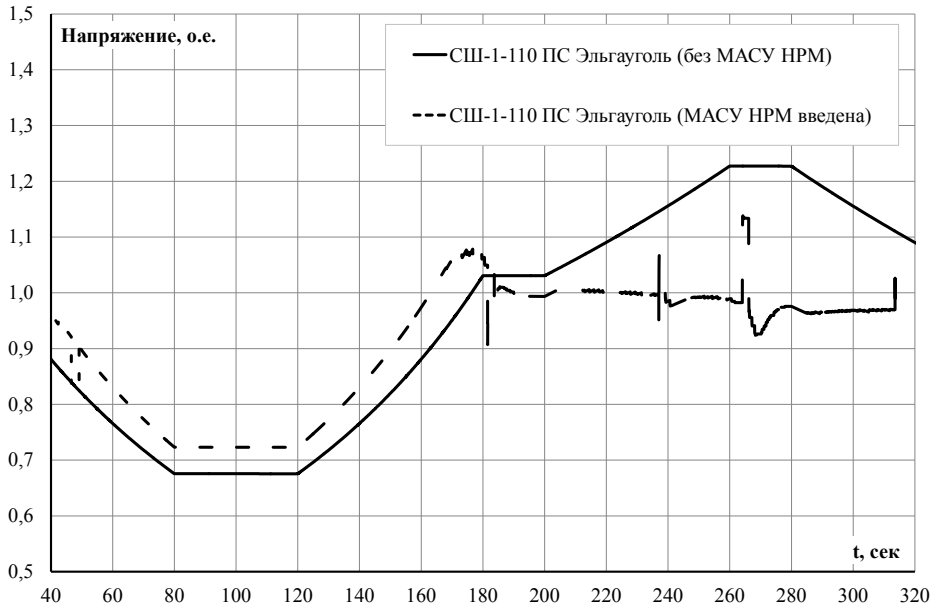


Рис. 5. Изменение уровня напряжения на шине 110 кВ ПС Эльгауголь.

7. Заключение

Разработка и внедрение в эксплуатацию мультиагентной автоматизированной системы управления напряжением и реактивной мощностью (МАСУ НРМ) позволит создать основу для поэтапного повышения функциональности систем управления электрическими сетями, создаст предпосылки для реализации рынка системных услуг в российской электроэнергетике, обеспечит возможность создания и развития рынка приложений для интеллектуальной энергетики, а также будет способствовать повышению надежности электроснабжения потребителей.

Тестирование и испытание новых функциональных модулей мультиагентной автоматизированной системы на Полигоне ИЭС ААС позволит обеспечить требуемый уровень надежности функционирования этих модулей и обеспечит возможность интеграции этих модулей в МАСУ без перепроектирования всей автоматизированной системы.

Применение и дальнейшее развитие мультиагентного подхода в управлении интеллектуальными энергосистемами обеспечит возможность поэтапного внедрения и отработки новейших технологий управления и мониторинга в электроэнергетике. Это позволит создать надежную платформу для инновационного развития Единой национальной электрической сети.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Д. Холкин, Д. Новицкий, А. Иванов, Д. Сорокин. Инновационное развитие ЕНЭС на базе внедрения элементов интеллектуальных энергосистем с активно-адаптивными сетями (SmartGrid). – Сборник докладов XVIII конференции международной ассоциации делового сотрудничества ТРАВЭК «Перспективы развития электроэнергетики и высоковольтного электротехнического оборудования. Энергоэффективность и энергосбережение». – Москва, 2014.

[2] Методический подход к разработке эталонной архитектуры интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (материал Архитектурного комитета ИЭС ААС, http://gridology.ru/).

[3] Wooldridge M. An Introduction to Multi-Agent Systems. – John Wiley and Sons Limited: Chichester, 2002.

[4] Stephen D. J. McArthur, Euan M. Davidson, Victoria M. Catterson, Aris L. Dimeas, Nikos D. Hatziargyriou, Ferdinanda Ponci, Toshihisa Funabashi. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part I: Concepts, Approaches, and Technical challenges. – IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 22, NO. 4, 2007.

[5] Stephen D. J. McArthur, Euan M. Davidson, Victoria M. Catterson, Aris L. Dimeas, Nikos D. Hatziargyriou, Ferdinanda Ponci, Toshihisa Funabashi. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part II: Technologies, Standards, and Tools for Building Multi-agent Systems. – IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 22, NO. 4, 2007.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Мольский Алексей Валерьевич – заместитель Председателя Правления ОАО "ФСК ЕЭС".

Архипов Игорь Леонидович – первый заместитель Начальника департамента технологического развития ОАО «ФСК ЕЭС».

Иванов Алексей Михайлович – начальник отдела Центра системных исследований и разработок ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Новицкий Дмитрий Александрович – заместитель руководителя Центра системных исследований и разработок ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Сорокин Дмитрий Владимирович – начальник Лаборатории интеллектуальных энергосистем ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Холкин Дмитрий Владимирович – руководитель Центра системных исследований и разработок ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

ОПЫТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЦСПА ОЭС ВОСТОКА

Кац П.Я., Демидов С.И., Николаев А.В., Эдлин М.А. (ОАО «НТЦ ЕЭС»)
Прихно В.Л. (Институт электродинамики Национальной академии наук Украины)

Опытная эксплуатация в ОДУ Востока алгоритма расчета УВ по условиям обеспечения динамической и статической устойчивости энергосистем при возникновении различных (нормативных) технологических нарушений режима показала его эффективность и, вместе с тем, необходимость дополнений и усовершенствований в отдельных его частях.

1. В целях упорядочения взаимодействия ВК ЦСПА с низовыми устройствами внутри ВК ЦСПА введено понятие (объект) аварийный процесс (АП). АП – это аварийный процесс, моделируемый в ВК ЦСПА для выбора УВ. Его возникновение в энергосистеме сопровождается получением низовыми устройствами одного или нескольких ПОр в зависимости от протекания процесса.

Типичным примером АП с несколькими ПОр является возникновение КЗ на ВЛ, оборудованной АПВ. В этом процессе низовое устройство получает либо один ПОр: отключение ВЛ с запретом АПВ, либо два ПОр: сначала ПОр об отключении ВЛ с пуском АПВ, и через некоторое время – либо ПОр о неуспешности АПВ, либо ПОр об успешности АПВ (в ОЭС Востока ПОр об успешности АПВ не формируется как отдельный сигнал. Он получается логически по факту отсутствия ПОр о неуспешности АПВ в течение заданного времени). Для всех перечисленных ПОр в ВК ЦСПА моделируется один АП, содержащий КЗ на одном из концов ВЛ с последующим ее отключением через заданный промежуток времени (длительность КЗ). По результатам расчета модуль выбора УВ по условиям динамической устойчивости выбирает соответствующие УВ (УВ_дин) без учета возможной успешности АПВ, поскольку нарушение динамической устойчивости может произойти во время бестоковой паузы АПВ; модуль коррекции УВ по условиям статической устойчивости послеаварийного режима определяет добавку (УВ_ст) к УВ по динамике, обеспечивающую нормативные запасы по статической устойчивости в послеаварийном режиме для случая, когда АПВ запрещено или неуспешно.

Итогом работы ВК ЦСПА по каждому АП является фрагмент таблицы решений. Для рассмотренного примера этот фрагмент выглядит следующим образом:

ПОр	УВ
Отключение ВЛ с запретом АПВ	УВ_дин + УВ_ст
Отключение ВЛ с пуском АПВ	УВ_дин
Неуспешное АПВ	УВ_ст
Успешное АПВ	–

2. Усовершенствован алгоритм выбора УВ для аварийных процессов, характеризующихся последовательным отключением нескольких элементов сети. Среди нормативных аварийных возмущений, которые должны защищаться АПНУ, подобные процессы могут происходить при работе УРОВ, когда для отключения КЗ приходится отключать дополнительные элементы сети.

Для ВК ЦСПА особенность выбора УВ для подобных процессов заключается в том, что здесь при проведении расчетов необходимо учитывать объемы и времена реализации УВ, введенных низовым устройством от ПОр, сформированного в начальной фазе аварийного процесса (при отключении первого элемента сети). Для решения этой проблемы в ВК ЦСПА введено понятие (объект) сложного аварийного процесса (САП). Его основное отличие от простого АП состоит в том, что в САП при моделировании аварийного процесса дополнительно моделируются и УВ, реализованные низовыми устройствами в начальной фазе аварийного процесса. Очевидно, что расчеты по выбору УВ для САП могут выполняться только после того, как выбраны УВ для простого АП, соответствующего начальной фазе САП.

В исходных данных САП помимо характеристик, описывающих коммутации в сети, вызванные аварийным возмущением, работой релейных защит и линейной автоматики, задается номер простого АП и время реализации низовым устройством УВ, сформированных ВК ЦСПА для этого АП.

Низовое устройство, реализующее УВ, сформированные для САП, должно использовать сложные (логические) ПОр, оперирующие с несколькими простыми ПОр, получаемыми низовым устройством по мере развития аварийного процесса.

3. В части алгоритма расчета УВ для обеспечения ПАР с допустимыми параметрами (нормативными запасами по активной мощности и напряжению, недопущения перегрузки по току и обеспечения заданного небаланса активной мощности с учетом изменения потерь) выявилась необходимость повышения чувствительности критерия определения опасного сечения (ОС) при малых возмущениях.

Вместо линеаризации уравнений установившегося режима в точке предельного режима и определения корней (по Ляпунову) используется «численное дифференцирование» параметров электрического режима с определением изменений модулей и фаз напряжений при переходе от доаварийного к предельному ПАР.

Критериальная функция определения «самой опасной ветви» – претендента на вхождение в ОС оперирует расчетной величиной $\delta\varphi_r$ изменения угла по ветви схемы, равной произведению изменения угла $\delta\varphi$ (определяемой изменением фаз узловых напряжений) по ветви и некоторой функцией от изменения модулей узловых напряжений при переходе от доаварийного к предельному ПАР, обозначим последнюю f(U).

При этом, для относительно небольших возмущений

$$\delta\varphi_r = \delta\varphi * f(U),$$

для больших возмущений

$$\delta\varphi_r = \delta\varphi * \exp(f(U)).$$

Величина возмущения измеряется в единицах суммарного аварийного избытка (или дефицита) активной мощности вследствие моделируемого АП.

4. В части алгоритмов Оценивания состояния и эквивалентирования проанализирована проблема затягивания (а, иногда, и расходимости) вычислительного процесса. Как и в большинстве случаев, она связана с недостаточным объемом телеметрии и большой разнородностью параметров сети. В ПТК ЦСПА ОЭС Востока программа оценки выделяет районы, в которых может рассчитать суммарное потребление по измеряемым потокам мощности. В этой версии программы при различных способах устранения ненаблюдаемости число используемых псевдозамеров всегда было минимальным. Поэтому типичной являлась ситуация, когда в схеме образуются локальные балансирующие узлы, в которые при расчете уходят небалансы районов. При наличии маломощных понизительных трансформаторов балансирующий узел может оказаться за большим сопротивлением и рассчитываемый режим оказывается неосуществимым. В результате испытаний было выявлено, что лучше вводить псевдозамеры во все узлы района, не допуская появления балансирующих. При этом, чтобы не искажать реальные измерения за счет избыточного числа псевдозамеров, последним назначаются более слабые весовые коэффициенты. Чтобы использовать этот подход, необходимо константу «РПЗ», определяющую способ расчета псевдозамеров, установить равной 5. Все расчеты, показали, что при использовании этого подхода число итераций существенно уменьшается, а значительное искажение реальных измерений не наблюдается.

В схеме ОЭС Востока много трансформаторов, для которых высоким является напряжение 220 кВ, а низким – 35 и ниже. Эти трансформаторы значительно увеличивают разнородность параметров сети, так как имеют сопротивления до 400 Ом. Поскольку узлы низкого напряжения являются тупиковыми и сети на напряжениях до 35 кВ нет, то уменьшение сопротивлений этих трансформаторов сказывается только на величине потерь реактивной мощности и на общее потокораспределение в сетях 110 кВ и выше практически не влияет. В связи с этим была введена дополнительная константа

«X_tp_max», ограничивающую величину сопротивления трансформаторных ветвей. При нулевом значении константа не используется.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ МУЛЬТИАГЕНТНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ЗАДАЧ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ.

ВОЛОШИН А.А., ЖУКОВ А.В. (ФБГОУ ВПО «НИУ МЭИ», ОАО «СО ЕЭС»)

1. ВВЕДЕНИЕ.

В последнее время исследования по в области создания мультиагентных систем (МАС) проводятся все большим количеством исследователей, как в России так и за рубежом. Количество публикаций в различных изданиях и журналах IEEE в целом по теме МАС (не только для решения задач в электроэнергетике) за период с 1987 г. по 2014 г составляет более 18 000. При этом, за последние 10 лет было сделано более 15 000 публикаций, из них более 8 000 публикаций в течение последних 5 лет.

Также необходимо отметить, рост «популярности» технологий МАС среди исследователей занимающихся разработками для решения различных задач в электроэнергетике. На Рис. 1 приведен график количества публикаций, посвященных применению МАС в энергетике в изданиях IEEE.

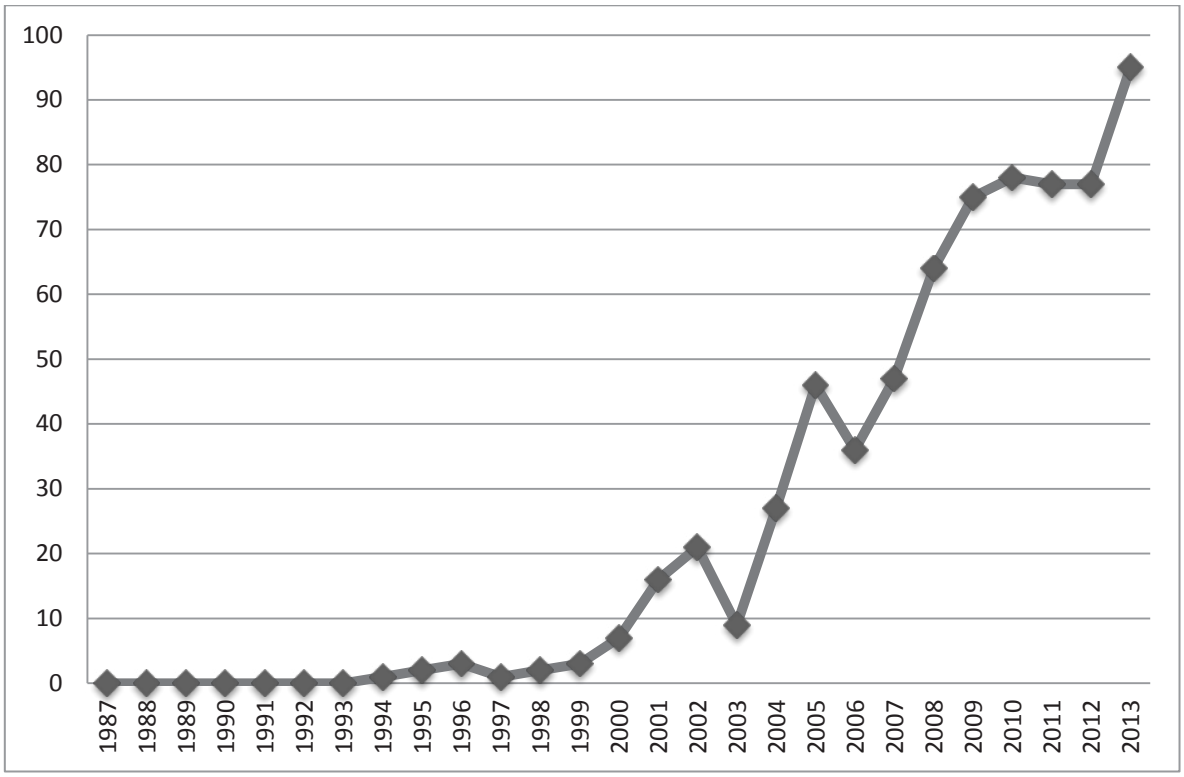


Рис. 1 График количества публикаций по теме применения МАС в энергетике в изданиях IEEE.

Наиболее цитируемыми работами в области применения МАС в энергетике являются работы, выполненные в Университете Стратклайда (г. Глазгоу, Великобритания) под руководством С. МакАртура (McArthur S., Strathlcyde Univ., Glasgow), работы, выполненные в Технологическом Институте Хиросимы (г. Хиросима, Япония) под руководством Т. Нагата (Nagata T., Hiroshima Inst. of Technol., Japan), а также работы, выполненные в Университете Гонконга под руководством С. Янга (Yeung, C.S.K., Hong Kong Univ., Hong Kong).

В России разработке мультиагентных систем также уделяется повышенное внимание. Есть несколько научных школ, занимающихся теоретическими исследованиями и практическими разработками МАС. К ним относятся коллективы Санкт-Петербургского Института Информатики и

Автоматизации РАН, Института проблем управления сложными системами РАН (г. Самара), МГТУ им. Баумана (г. Москва), НИУ «МЭИ» (г. Москва) и др. По данным Российского Индекса Научного Цитирования (РИНЦ) общее количество публикаций по теме МАС равно 630. При этом тенденция увеличения количества публикаций по теме МАС в целом соответствует общемировым трендам. Однако, количество публикаций в отечественных изданиях, посвященных применению МАС в энергетике крайне мало.

К настоящему времени технологии МАС достигли определенной степени зрелости, появились коммерческие версии систем в разных отраслях производства, построенные на базе технологий МАС. Также появились практические примеры применения технологий МАС в электроэнергетике.

Применение МАС продекларировано одной из составляющих стратегического развития отечественного электросетевого комплекса. Так, например, в утвержденной «Концепции интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью» в понятии ИЭС ААС зафиксировано применение мультиагентого принципа организации и управления ее функционированием.

2. ПОНЯТИЕ АГЕНТА И МУЛЬТИАГЕНТНОЙ СИСТЕМЫ

Для проведения анализа возможности применения МАС для задач автоматического управления в энергосистемах необходимо определить понятия агента и многоагентной системы.

Агент - это экземпляр программного обеспечения (или элемент программно-технического комплекса), который существует в некоторой окружающей среде и может автономно реагировать на изменения в этой среде. Среда – это все, что находится вне агента. Для того, чтобы агент существовал в окружающей среде, по крайней мере, часть среды должна быть наблюдаемой или управляемой этим агентом. Окружающая среда может быть физической (например, энергосистема) и, следовательно, быть наблюдаемой через измерительные преобразователи, или это может быть вычислительная среда (например, источники данных, вычислительные ресурсы и другие) наблюдаемая через системные прерывания, программные вызовы и сообщения. Агент может изменить состояние среды, воздействуя на нее физически (например, включить выключатель для реконфигурации сети) или другим способом (например, сохранение в базе данных информации для других агентов или пользователей).

С инженерной точки зрения, данное определение агента не является строгим, т.к. оно не может дать четкого различия между агентами и другими программными и аппаратными системами. Можно сказать, что по определению, данному выше, некоторые существующие системы могут быть отнесены к мультиагентным. Например, МП терминал РЗА, может быть назван агентом. Он находится в своей окружающей среде, т.е. в энергосистеме. Он реагирует на изменения в этой среде, т.е. на изменения токов и/или напряжений. Он также имеет некоторую степень автономности.

Но переименование существующих систем или новых систем, созданных с использованием существующих технологий, в «агентов» не дает ничего нового и не влечет никаких конкретных преимуществ. Понятие агента должно стать инструментом для анализа систем, а не абсолютной характеристикой, которая делит мир на агентов и не-агентов. Тем не менее, возможность выделения агентных систем и определение их потенциальных преимуществ по сравнению с существующими системами необходимо для определения целесообразности применения таких систем для решения задач автоматического управления в энергосистемах.

Для того чтобы дифференцировать МАС и существующие системы целесообразно принять определение агента, предложенное Вулдриджем. Вулдридж расширяет понятие агента до понятия «интеллектуальный агент». Интеллектуальный агент имеет следующие три свойства.

Реактивность (способность реагирования). Интеллектуальный агент способен своевременно реагировать на изменения в его окружающей среде, выполнять некоторые действия на основе этих изменений и функции, для выполнения которых он был создан.

Проактивность. Интеллектуальные агенты проявляют целенаправленное поведение. Целенаправленное поведение обозначает, что агент будет динамически изменять свое поведение для достижения его цели. Например, если агент теряет связь с другим агентом, сервисы которого ему требуются, чтобы выполнить свои цели, то он будет искать другого агента, который обеспечивает те же самые сервисы. Проактивность, может рассматриваться как способность агента «брать на себя инициативу».

Социальное взаимодействие. Интеллектуальные агенты способны взаимодействовать с другими интеллектуальными агентами. Социальное взаимодействие означает больше, чем просто передача данных между различными программными и аппаратными сущностями (то, как делается во многих традиционных системах). Это обозначает способность договариваться и взаимодействовать в духе сотрудничества. Эта способность, как правило, поддерживается языком связи агентов, что позволяет агентам «договариваться», а не просто передавать данные.

Целенаправленное индивидуальное поведение агентов и их способность общаться и договариваться выделяют интеллектуальных агентов в отдельный класс. Свойства реактивности, проактивности, и социального взаимодействия позволяют не только отличить агентов от традиционных программно-технических комплексов, но и именно от этих свойств зависят потенциальные преимущества МАС.

Мультиагентная система – это система, состоящая из двух и более агентов или интеллектуальных агентов. Важно отметить, что такая система не имеет общей цели (целевой функции), а агенты имеют только свои локальные цели (целевые функции). Разработчик системы может реализовать общую требуемую функциональность МАС только путем включения в нее интеллектуальных агентов с целями, соответствующим отдельным составляющим общей функциональности.

В соответствии с данным определением МАС, агенты могут иметь, а могут и не иметь возможности взаимодействовать друг с другом. Но интеллектуальные агенты, по определению, обязательно должны иметь способность социального взаимодействия друг с другом.

3. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ МАС ДЛЯ ЗАДАЧ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭС

МАС могут эффективно применяться для решения задач, обладающих следующими отличительными характеристиками.

1. Необходимость организации взаимодействия между объектами различной природы (между разными концептуальными сущностями), такими как разные подсистемы управления и оборудование энергообъектов. Например, управление микросетью (microgrid) с учетом тепловых ограничений, управления напряжением и возобновляемыми источниками.
2. Требуется взаимодействие огромного количества объектов, где невозможно явно смоделировать общее поведение системы. Например, моделирование рынка электроэнергии, с учетом поведения каждого отдельного генератора, независимого оператора системы и клиентов (потребителей электроэнергии).
3. Имеется достаточное количество данных (информации) на локальном уровне для анализа (принятия решения) без необходимости связи с центральным узлом. Например, подстанционные комплексы мониторинга трансформаторов и коммутационных аппаратов, системы анализа функционирования РЗА.

4. Требуется реализация новых функций на существующем оборудовании и системах управления. Например, модернизация подстанционной системы мониторинга трансформаторов, путем добавления функций по интерпретации данных.
5. Необходимо последовательное расширение существующей и добавление новой функциональности во время эксплуатации. Например, управление активами с использованием данных мониторинга состояния в реальном времени от нескольких энергообъектов.

Широкой областью применения для МАС является управление и интерпретация данных для широкого спектра задач в области мониторинга и диагностики энергетического оборудования. Технологии МАС могут стать эффективным инструментом для сбора и управления распределенной информацией и знаниями.

Также применение МАС может быть целесообразным для автоматического анализа данных регистраторов аварийных событий, данных АСУТП и устройств ОМП. Аналогично системам мониторинга и диагностики состояния оборудования, автоматизация обработки такой информации обеспечивает поддержку принятия решений оперативным персоналом. Технология МАС может быть использована для обработки данных от существующих систем для поддержки принятия решений оперативным персоналом, предоставляя целостную картину функционирования энергосистемы на основе информации от множества источников данных.

С появлением распределенной генерации, управляемой нагрузки, работой рынка электроэнергии, увеличением сложности распределительных сетей, увеличением количества взаимосвязей сложность эксплуатации современных энергосистем экстремально увеличилась. Технологии МАС могут позволить гибко управлять современными энергосистемами. Существующий подход с использованием центральной управляющей системы и нескольких меньших распределенных систем может оказаться не достаточным для гибкого управления энергосистемами. Требуется новых подход, обеспечивающий интеллектуальное, быстрое и адаптируемое локальное управление и принятие решений. В настоящее время в этой области ведутся исследования для следующих задач:

1. Восстановление энергосистем.
2. Управление активными распределительными сетями.
3. Управление микросетями.

На примере активных распределительных систем, управление сложными сетями вызывает ряд проблем, в том числе и в масштабируемости и гибкости решений. Многие исследователи рассматривают технологии МАС как альтернативу централизованным системам управления в энергосистемах. Распределение функций управления с использованием интеллектуальных агентов позволяет локально выполнять принятие решений по восстановлению сетей, их реконфигурации, управлению генерацией и нагрузкой. Локальное принятие решений потребует разработки агентов способных выполнять широкий круг задач, таких как мониторинг локальных условий, управление коммутационными аппаратами и другим оборудованием, а также координацию с другими участками сети.

В современных энергосистемах существуют процессы, которые являются слишком сложными для моделирования традиционными методами. Поэтому применение мультиагентных технологий может быть целесообразным для моделирования сложных энергосистем и рынков электроэнергии. Все эти задачи имеют общее свойство: общее поведение системы является очень сложным, но оно определяется взаимодействием простых элементов. Такой метод моделирования был применен для симуляции работы рынка электроэнергии, где агенты представляют поставщиков, брокеров, генерацию и потребителей. Другой такой областью, является планирование передачи электроэнергии. Еще одним подходом является использование агентов для предоставления данных моделирования другим агентам в МАС для проведения анализа по принципу «что если». Такой

подход применяется для исследований в области управления системами электроснабжения судов. Это похоже на моделирование управляемое данными и вызывает новые проблемы, связанные динамическим взаимодействием в реальном времени агентов и реального оборудования.

В области релейной защиты и автоматики энергосистем активно проводятся исследования возможности применения мультиагентных систем. Устройства защиты и защищаемое оборудование рассматриваются как агенты, и их функциональность соответствующим образом дополняется. При этом разработчики рассматривают технологии МАС, как способ создания новых отказоустойчивых и самоконфигурируемых систем защиты.

4. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНЕНИЯ МАС В ЭНЕРГЕТИКЕ.

Хотя МАС и имеют ряд ключевых преимуществ, но также важно определить и ключевые технические проблемы, которые еще предстоит решить для их эффективного применения в энергетике. К ним относятся следующие проблемы.

Платформы. Существует ряд программно-технических платформ для создания МАС. Но, тем не менее, существует проблема выбора платформы, которая бы имела требуемую надежность. Необходимость разработки агентов, которые могут взаимодействовать друг с другом независимо от платформы, в которой они запущены, имеет фундаментальное значение для разработки гибких, расширяемых открытых архитектур. Поэтому, выбор платформы, обеспечивающей выполнение требований стандартов, является критически важным.

Средства разработки. Возникает необходимость в разработке специальных средств разработки МАС ориентированных на технологов-электроэнергетиков, а не на программистов. Специальные средства разработки должны обеспечивать использование опробованных архитектур агентов, их поведений и свойств.

Разработка интеллектуальных агентов. Новые исследователи и разработчики промышленных систем нуждаются в конкретных руководящих указаниях по разработке агентов или, по крайней мере, в перечне возможных вариантов. В литературе можно найти достаточное количество разных архитектур агентов, например: агенты по принципу «вера, желание и намерение» (belief desire and intention (BDI)), реактивные агенты, агенты с многоуровневой архитектурой и агенты, разработанные при помощи модельно-ориентированного программирования. Каждый из этих способов разработки дает агентов с разной степенью реактивности, проактивности и социального взаимодействия. В настоящее время трудно оценить, как будут зависеть свойства МАС от выбранного способа разработки и насколько эти способы подходят для решения задач в энергетике.

Языки общения агентов и онтологии. Фундаментом социального взаимодействия агентов являются их языки общения. Они определяют, каким образом агенты обмениваются информацией, общаются и ведут переговоры. В них содержатся протоколы передачи и языки описания данных, которые позволяют сформировать смысловое сообщение и потом правильно интерпретировать его. Организацией Интеллектуальных Физических Агентов (Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA)) разработаны соответствующие международные стандарты. Ключевым аспектом применения МАС в энергетике является то, что все агенты в энергетике должны быть способны к сотрудничеству и взаимодействию, и это не должно зависеть от индивидуальных разработчиков. Поэтому необходимо принятие соответствующих стандартов для языка общения агентов. Это распространяется и на онтологии, которые определяют основные термины и понятия, которыми агенты способны обмениваться, интерпретировать и понимать.

Стандарты данных. Энергетическое сообщество предприняло значительное усилия для определения стандартов данных для различных задач. Одним из таких примеров является Общая информационная модель (Common Information Model (CIM)), применяемая для обмена данными между EMS (Energy Management Systems) системами и связанными с ними задачами. Другим

примером является стандарт МЭК 61850 (Communication Networks and Systems in Substations), применяемый для обмена данными между устройствами IED (Intelligent Electronic Device). Эти стандарты не могут быть напрямую применены для организации связи между агентами, т.к. для этого требуются более богатые языки, обеспечивающие возможности социального взаимодействия агентов, а не просто стандарты передачи данных. Тем не менее, существует возможность применения этих стандартов как основы для создания онтологии.

Безопасность. В связи одноранговой (peer-to-peer) схемой организации МАС безопасность может стать одной из главных проблем. Если агенты могут беспрепятственно входить в МАС, то должны быть приняты меры по определению степени доверия агентам и обеспечению безопасности передачи сообщений. Агентам из другой сети может предоставляться меньше сервисов, например, путем установления им меньшей степени доверия. Точно также связь между двумя агентами открыта для таких атак, как подмена сообщений (сообщение может быть изменено, как сообщение от более доверенного агента) и изменение сообщений (сообщение может быть изменено во время перехода между агентами, в частности, при переговорах агентов).

Контроль функционирования МАС. В основе функционирования МАС лежит социальное взаимодействие агентов, которое выражается в высокой степени самоорганизации и самонастройки системы. При этом постоянно меняется состав активных агентов, функции, выполняемые агентами, объемы обрабатываемых данных. Для электроэнергетики, как для критической инфраструктуры, важно иметь развитые средства контроля функционирования автоматических систем управления. Поэтому существует проблема в реализации контроля за функционированием МАС, т.к. это требует разработки новых способов и программно-технических средств для регистрации изменяющегося набора функций и сигналов.

Кроме технических проблем и проблем разработки МАС описанных выше, также существенной проблемой является отсутствие опыта промышленной эксплуатации МАС. Перевод МАС от прототипа к готовому и достаточно надежному решению является нетривиальной задачей. Это естественно приводит к необходимости демонстрации работы МАС в промышленных условиях. Более того, необходимо предоставление энергетическому сообществу полной информации о практических результатах опытной эксплуатации технологий МАС в промышленных системах с выделением не только успешных результатов, но и выявленных отказов и проблем.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

К технологиям МАС в настоящее время предъявляется повышенный интерес, как в России, так и за рубежом. Хотя, идея МАС возникла более 20 лет назад, основные термины, определения и методы построения таких систем еще не стали общепринятыми. По ним до сих пор ведутся дискуссии. Тем не менее, большинство исследователей соглашаются с тем, что применение МАС в комбинации с другими различными методами искусственного интеллекта может обеспечить уникальные свойства МАС, которыми не могут обладать системы другого типа по отдельности. К таким свойствам, прежде всего, относится гибкость, расширяемость, самоорганизация и проактивность (инициативность).

Несмотря на продолжающиеся исследования в области МАС уже существуют де-факто признанные стандарты, сформировано сообщество разработчиков МАС и организована специальная рабочая группа в IEEE по применению МАС в электроэнергетике. За рубежом разработаны и внедрены несколько коммерческих систем для решения различных задач в электроэнергетике, построенных на базе МАС.

Однако, методы и средства разработки МАС, а также методы разработки внутренней архитектуры и правил поведений агентов еще не достаточно проработаны для полноценной реализации потенциала мультиагентных технологий. Поэтому создаваемые в настоящее время МАС, часто используют мультиагентные технологии для связки (интеграции) существующих систем в одну гибкую и расширяемую систему. Подобные МАС не обладают свойствами самоорганизации и

проактивности. Но, даже такое использование технологий МАС дает существенные преимущества перед традиционными системами.

Промышленное применение МАС для решения задач автоматического управления в энергосистемах требует решение ряда принципиальных технических проблем. К таким проблемам в первую очередь относятся обеспечение надежности МАС и их информационной безопасности. В настоящее время имеется некоторый накопленный опыт разработки и промышленной эксплуатации МАС в электроэнергетике, показывающий возможные варианты решения этих проблем.

Учитывая текущую динамику развития технологий МАС, исследования и разработки в этой области можно считать достаточно перспективными, стоящими внимания и заслуживающими тщательного анализа.

ЛИТЕРАТУРА

[1] В. Городецкий, Многоагентные системы: современное состояние исследований и перспективы применения, Новости искусственного интеллекта, 1996.

[2] В. Девятков, Системы искусственного интеллекта, М.: Издательство МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2001.

[3] П. Норвиг, С. Рассел, Искусственный интеллект: современый подход, 2-е изд., М.: Издательский дом "Вильямс", 2006.

[4] S.D.J. McArthur, E.M. Davidson, V.M. Catterson, A.L. Dimeas, N.D. Hatziargyriou, F. Ponci, T. Funabashi, Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part I: Concepts, Approaches, and Technical Challenges, т. 22, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2007.

[5] S.D.J. McArthur, E.M. Davidson, V.M. Catterson, A.L. Dimeas, N.D. Hatziargyriou, F. Ponci, T. Funabashi, Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part II: Technologies, Standards, and Tools for Building Multi-agent Systems, т. 22, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2007.

[6] A. Saleem, M. Lind, Knowledge based support for multiagent control and automation, Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) IEEE PES, 2011.

[7] A. Apostolov, Multi-agent Systems and IEC 61850, IEEE PES Multi-agent Systems Taskforce Panel Paper-General Meeting, 2006.

[8] B. Roossien, M. Hommelberg, C. Warmer,K. Kok, J.-W. Turkstra, VIRTUAL POWER PLANT FIELD EXPERIMENT USING 10 MICRO-CHP UNITS AT CONSUMER PREMISES (PowerMatcher), CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution, 2008.

[9] Du Ke, Huang Feng, Guo Jinghong, Lin Weimin, Li Binglin, Research on substation knowledge semantic exchange model based on ontology, IEEE International Conference on Computer Science and Automation Engineering (CSAE), 2012.

[10] I.S. Baxevanos, D.P. Labridis, Implementing Multiagent Systems Technology for Power Distribution Network Control and Protection Management, т. 22, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, 2007.

[11] M. S. I. K. J.K. Kok, Intelligence in Electricity Networks for Embedding Renewables and Distributed Generation, 2009.

[12] T. Nagata, Y. Nakachi, R. Hatano, A Multi-agent Cooperative Voltage Control Method, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008.

[13] U. Leeton, T. Kulworawanichpong, Application of key cutting algorithm to optimal power flow problems, Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2011.

[14] U. Leeton, T. Kulworawanichpong, Multi-Agent Based Optimal Power Flow Solution, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012.

[15] Qi Zhao, Shuguang Liu, Relay protection based on Multi-Agent System, International Conference on Electrical and Control Engineering (ICECE), 2011.

[16] S. D. J. McArthur, J. R. McDonald, T. Cumming, I. Watt, E. M. Davidson, Applying Multi-Agent System Technology in Practice: Automated Management and Analysis of SCADA and Digital Fault Recorder Data, 2006.

[17] S.E. Rudd, V.M. Catterson, S.D.J. McArthur, AGENT-BASED TECHNOLOGY FOR DATA MANAGEMENT,DIAGNOSTICS AND LEARNING WITHIN CONDITION MONITORING APPLICATIONS, The 2nd World Congress on Engineering Asset Management (EAM) and The 4th International Conference on Condition Monitoring, 2007.

[18] M. J. Dolan, G. W. Ault, S. D. J. McArthur, E. M. Davidson, AuRA-NMS: An Autonomous Regional Active

Network Management System for EDF Energy and SP Energy Networks, 2010.

[19] G. W. M. Wooldridge, Intelligent Agents in Multi-agent Systems, MIT Press, 1999.

[20] V.M Catterson, E.M. Davidson, S.D.J. McArthur, Issues in integrating existing multi-agent systems for power engineering applications, Proceedings of the 13th International Conference onIntelligent Systems Application to Power Systems, 2005.

[21] C. I. David, A. Cohen. GridAgents: Intelligent Agent Applications for Integration of Distributed Energy Resources within Distribution Systems, 2008.

[22] W. Bik, A. Jones,. D. Macleman. Evaluation of a self healing distribution automation scheme on the isle of Wight. 20th International Conference on Electricity Distribution, 2009.

[23] G. W. Rosenwald. Juhwan Jung. Chen-Ching Liu, Hao Li, Strategic Power Infrastructure Defense (SPID), т. 93, PROCEEDINGS OF THE IEEE.

АВТОМАТИКА ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Аптекарь Д.И. (ЗАО Институт энергетической электроники),
Денисов В.В., Фишов А.Г., Шиллер М.А. (ФБГОУ Новосибирский государственный технический университет)

ВЕДЕНИЕ

Широкое использование распределенной генерации является одной из основных тенденций развития современных энергосистем. Для северных стран речь идет, прежде всего, о когенерации с синхронными генераторами, обеспечивающей удовлетворение спроса, как на тепло, так и на электроэнергию. Появление в распределительных электрических сетях множества электрогенераторов радикальным образом изменяет их структурно-режимные свойства. Пассивные сети превращаются в электроэнергетические системы. Возникает необходимость поддержания устойчивости режимов параллельной работы синхронных машин, регулирования режимов на основе децентрализованного управления, ограничения отключаемых токов короткого замыкания с соответствующей технологической и противоаварийной автоматиками. Использование традиционной (централизованной) технологии оперативного и автоматического управления режимами в таких сетях сдерживает развитие распределенной генерации в силу высокой стоимости ее технологического присоединения.

Применительно к созданию специализированной технологии управления режимами таких сетей можно сформулировать три главные цели:

- Снижение технологических и экономических барьеров при присоединении генерации к электрическим сетям,
- Обеспечение устойчивости параллельной работы синхронных машин в электрической сети,
- Предоставление максимальных возможностей сетевым компаниям, распределенной генерации и потребителям электроэнергии реализовывать собственные цели в отношении надежности, качества электроэнергии, условий и режимов использования собственного оборудования.

В настоящей работе представляются результаты разработки ключевых составляющих такой технологии.

1. ТЕХНОЛОГИЯ И АВТОМАТИКА КОНТРОЛЯ УСТОЙЧИВОСТИ СИНХРОННЫХ МАШИН, ВКЛЮЧЕННЫХ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ, НА ОСНОВЕ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ В УЗЛАХ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ГЕНЕРАЦИИ

Существующая технология контроля устойчивости режима синхронных электрических машин использует способ, при котором:

- осуществляют сбор данных о топологии, параметрах режима работы и элементов электрической сети,
- составляют и решают уравнения установившегося режима электрической сети для исходного режима и в процессе его утяжеления в заданном направлении (при этом фиксируют предел по устойчивости при возникновении расходимости вычислительного процесса или по смене знака свободного члена характеристического уравнения системы),
- используют полученные пределы для расчета запасов устойчивости и ограничения мощности синхронных машин.

Этот способ в условиях распределительных сетей обладает следующими недостатками:

- Нуждается в достоверной информации о коммутационном состоянии электрической сети, определяемом по состоянию коммутационной аппаратуры в распределительных устройствах всех электростанций и подстанций, объединенных электрической сетью.
- Нуждается в достоверной и достаточной для расчета режима электрической сети информации о потреблении и генерации активной и реактивной мощности в узлах сети или о перетоках мощности по линиям электропередачи.

- Система уравнений установившегося режима электрической сети имеет высокий порядок, что препятствует использованию способа в системах реального времени из-за чрезмерной продолжительности расчета.

Исключить эти недостатки позволяет технология, основанная на использовании синхронизированных векторных измерений режимных параметров [1,2]. Она предполагает использование синхронизированных измерений режимных параметров только в узлах подключения синхронных машин при естественных или искусственно создаваемых изменениях режима их работы (рис.1а).

В этом способе:

- По векторам напряжений на шинах электростанций и выдаваемых активной и реактивной мощностям, известным внутренним сопротивлениям синхронных машин вычисляют значения ЭДС и углов роторов синхронных машин;
- Составляют систему уравнений установившихся режимов параллельной работы синхронных машин для эквивалентной схемы (Рис.1б), в которой ЭДС синхронных машин связаны собственными и взаимными проводимостями;
- Решают систему уравнений относительно собственных и взаимных проводимостей ЭДС синхронных машин;
- Составляют систему уравнений установившегося режима синхронных машин с полученной матрицей собственных и взаимных проводимостей их ЭДС;
- Рассчитывают и фиксируют предельные (по расходимости вычислительного процесса или по смене знака свободного члена характеристического уравнения системы) режимы при утяжелении в заданном направлении;
- Используют полученные пределы для расчета запасов устойчивости и ограничения мощности синхронных машин.

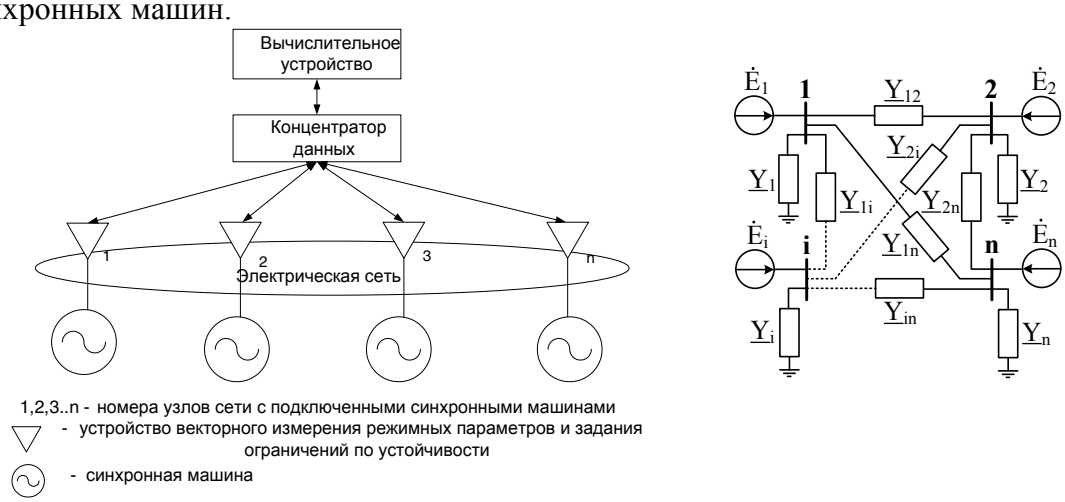


Рис.1. а). Структура системы контроля устойчивости режимов синхронных машин

b). Эквивалентная схема сети по результатам идентификации проводимостей

Результаты теоретических исследований работоспособности данного способа были представлены в ряде работ [2,3]. В последнее время на физической (электродинамической) модели ЭЭС был реализован действующий макет данной системы контроля устойчивости для экспериментального подтверждения работоспособности технологии и выявления особенной ее практической реализации. В качестве технической основы макета системы контроля использовалось оборудование фирмы РТсофт (векторные измерители МИП 02), специализированное программное обеспечение НГТУ.

Работоспособность проверялась на ряде схем сети: с одной машиной, работающей в сети, с двумя машинами, работающими в радиальной и замкнутой сетях с шинами бесконечной мощности.

На рисунках (рис.2) представлены экспериментальные результаты векторных измерений и определения ограничений по статической устойчивости в различных схемах, как при больших возмущениях (левая половина), так и при оперативных изменениях режима работы синхронных машин (правая половина).

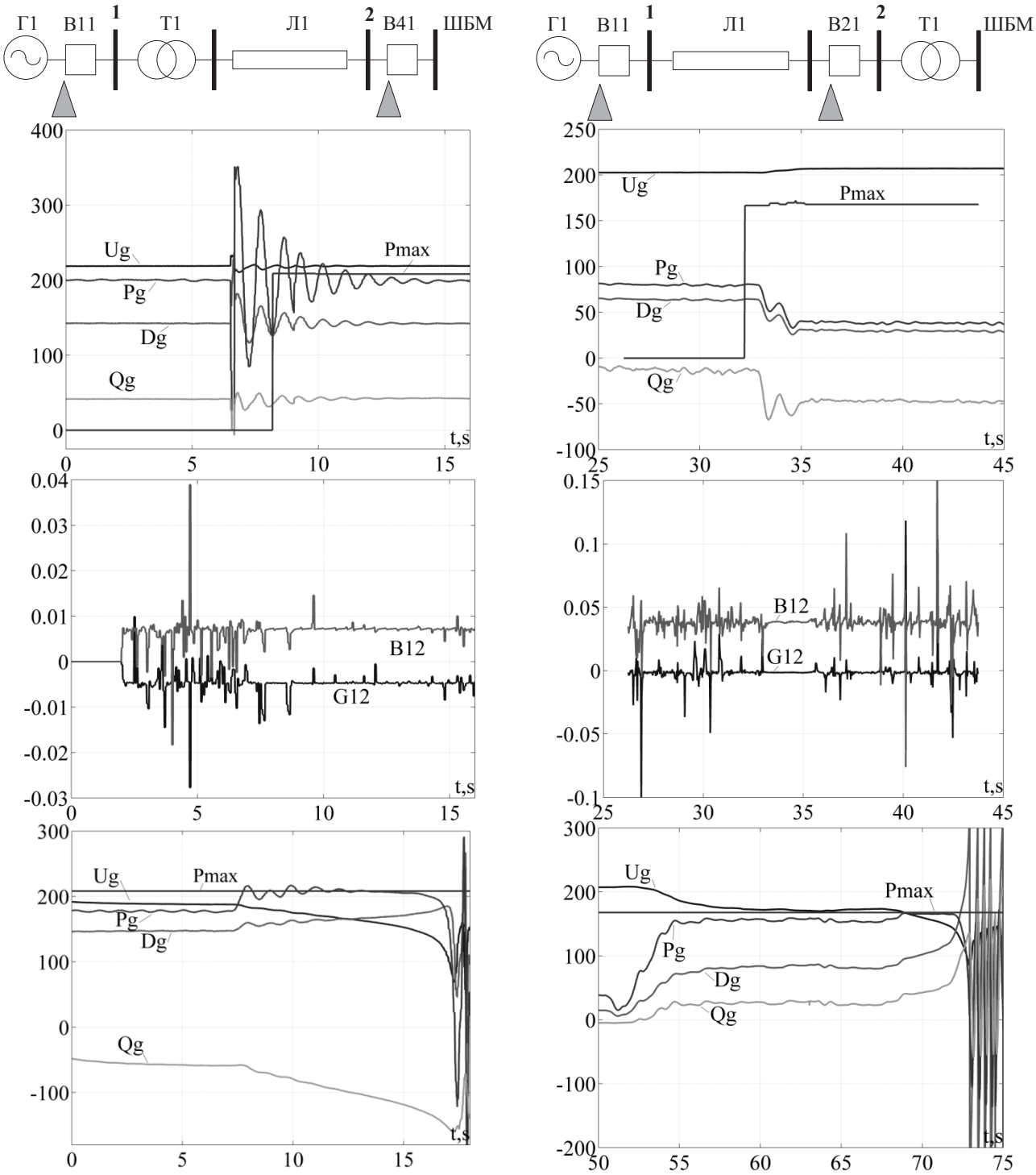


Рис.2. Результаты экспериментов по предварительному определению пределов по устойчивости и их подтверждению в процессах нагружения

▲ - точки синхронизированных векторных измерений

Pg – измеренная величина активной мощности генератора, x10 Вт;

Qg – измеренная величина реактивной мощности генератора, x10 ВАр;

Ug – измеренное напряжение на шинах генератора, В;

Dg – относительный угол напряжения на шинах генератора, ÷100 рад;

Pmax – расчитанный предел мощности по условию статической устойчивости, x10 Вт;

G12, B12 – расчитанная взаимная активная и реактивная проводимость между узлами схемы в точках приложения ЭДС, См

Проведенные эксперименты подтвердили работоспособность технологии и выявили особенности ее практической реализации, связанные с учетом постоянных фазовых сдвигов в электрической сети.

2. ТЕХНОЛОГИЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО МУЛЬТИАГЕНТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Под мультиагентным регулированием напряжения в электрической сети будем понимать всю совокупность мер принимаемых каждым из субъектов процесса (сетевой компанией, потребителем электроэнергии, генерацией) для достижения собственных целей этого регулирования в рамках единых принципов и правил, обеспечивающих режим напряжения сети при компромиссе интересов.

Обозначим цели регулирования напряжения для всех участников процесса:

Потребитель. Оптимальное и стабильное напряжение на шинах электроприемников. Как правило, речь идет о номинальном или сниженном до 5% напряжении. Такое качество напряжения обеспечивает рациональное энергосбережение и минимальный износ оборудования.

Распределенная по сети генерация. При отсутствии дополнительных коммерческих услуг – допустимое напряжение при минимуме потерь энергии, связанных с ее выработкой. При наличии локального рынка дополнительных услуг – поддержание востребованного стабильного напряжения в некоторых узлах прилегающего района сети, обеспечение допустимого режима напряжения в узлах прилегающего района, обеспечение минимальных потерь в сети прилегающего района.

Сетевая компания. Допустимость режима напряжения во всех узлах сети, качественное напряжение во всех узлах нагрузки, максимум пропуска электроэнергии при минимальных потерях в сети.

Сформулируем принципы осуществления мультиагентного регулирования напряжения с участием распределенной генерации и потребителей.

- В нормальных режимах сети каждый субъект имеет право преследовать собственные цели регулирования, не создавая невозможности достижения целей другим субъектам.
- При нарушениях нормального режима сети поведение субъектов подчиняется цели предотвращения развития и ликвидации возникших нарушений.
- Для достижения целей каждый субъект эффективно использует собственные средства регулирования напряжения и доступную локальную информацию о режиме сети.

Техническая реализация мультиагентного управления режимом в сети предполагает использование компьютерных алгоритмов косвенных измерений [4] для контроля режима напряжения прилегающего района сети и искусственного интеллекта (экспертных систем) в каждом узле активного поведения. Обобщенная структура “интеллектуального” регулятора представлена на рис.3.

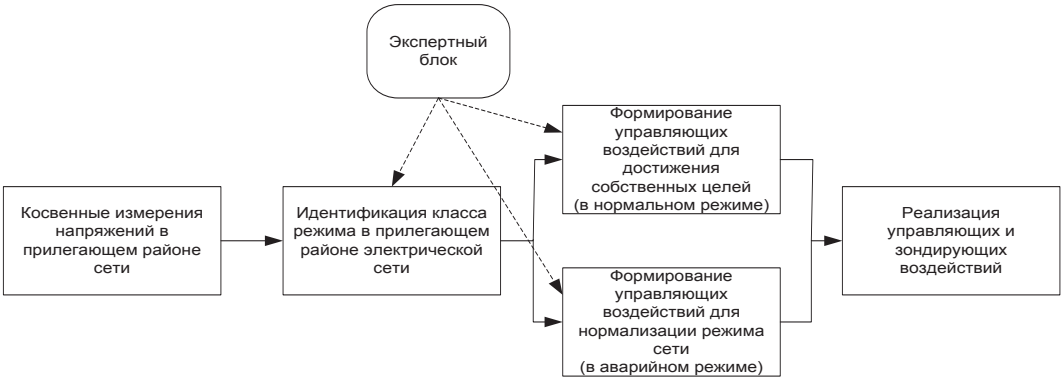


Рис.3. Структура регулятора напряжения с контролем режима прилегающего района по правилам мультиагентного управления

В качестве примера на рис.4 представлены результаты моделирования различных способов регулирования напряжения в электрической сети 110/35/10 кВ. Централизованный способ обеспечивает допустимое по ГОСТ отклонение напряжения на шинах электроприемников потребителей при минимуме потерь в сети. Распределенной (мультиагентное) регулирование - желаемое (по возможности) напряжение на шинах электроприемников потребителей в диапазоне от 95% от $U_{ном}$ до $U_{ном}$.

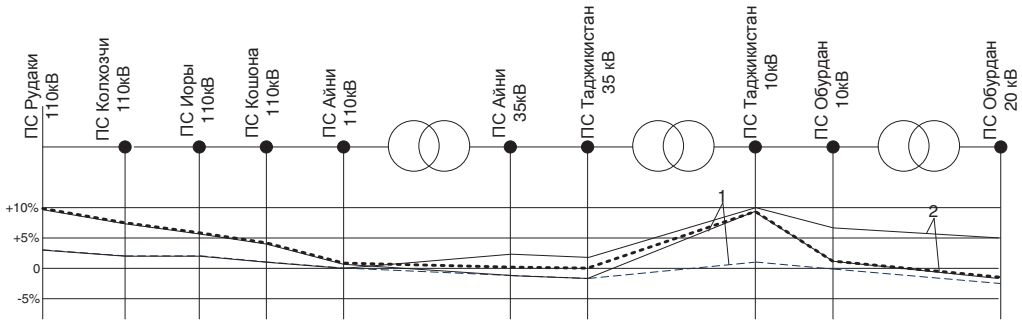


Рис.4. Диаграммы распределения напряжения в максимальном и минимальном режимах сети
1 – при централизованном регулировании; 2 – при мультиагентном регулировании.

3. ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ОТКЛЮЧАЕМЫХ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При интеграции малой генерации в распределительную сеть на напряжении 10 кВ в узлах её подключения существенно возрастают токи короткого замыкания, что может вызвать необходимость в дорогостоящей реконструкции распределительных устройств этих подстанций с заменой выключателей. Альтернативой является использование тиристорной системы ограничения отключаемых токов (ТОУ) [5], что не только позволяет отказаться от реконструкции распределительных устройств (РУ), но и значительно облегчить условия работы существующего оборудования. Устройства ТОУ подключаются к шинам РУ, а система управления к измерительным трансформаторам тока, вводных выключателей и выключателей присоединений (рис.5). ТОУ подключается на каждую из шин и представляет собой мощный бесконтактный коммутатор переменного тока с последовательным резистором. При возникновении короткого замыкания на отходящих фидерах и его выявлении ТОУ срабатывает дважды на малые интервалы времени, образуя шунтирующую цепь для протекания тока короткого замыкания (КЗ) выключателя. В первом срабатывании за счет ввода R происходит подавление апериодической составляющей тока КЗ, что снижает ударное значение тока КЗ и его динамическое воздействие на оборудование, а при втором срабатывании – шунтирование цепи отключения тока КЗ. При этом R оказывается параллельным активному сопротивлению дуги в выключателе, что радикально улучшает условия её погасания. Осциллограммы процессов при возникновении КЗ и его отключении с учетом работы ТОУ представлены на рис.6. Система токоограничения «увеличивает» коммутационную способность фидерных выключателей не менее чем в три раза, что позволяет присоединять генерацию без их замены.

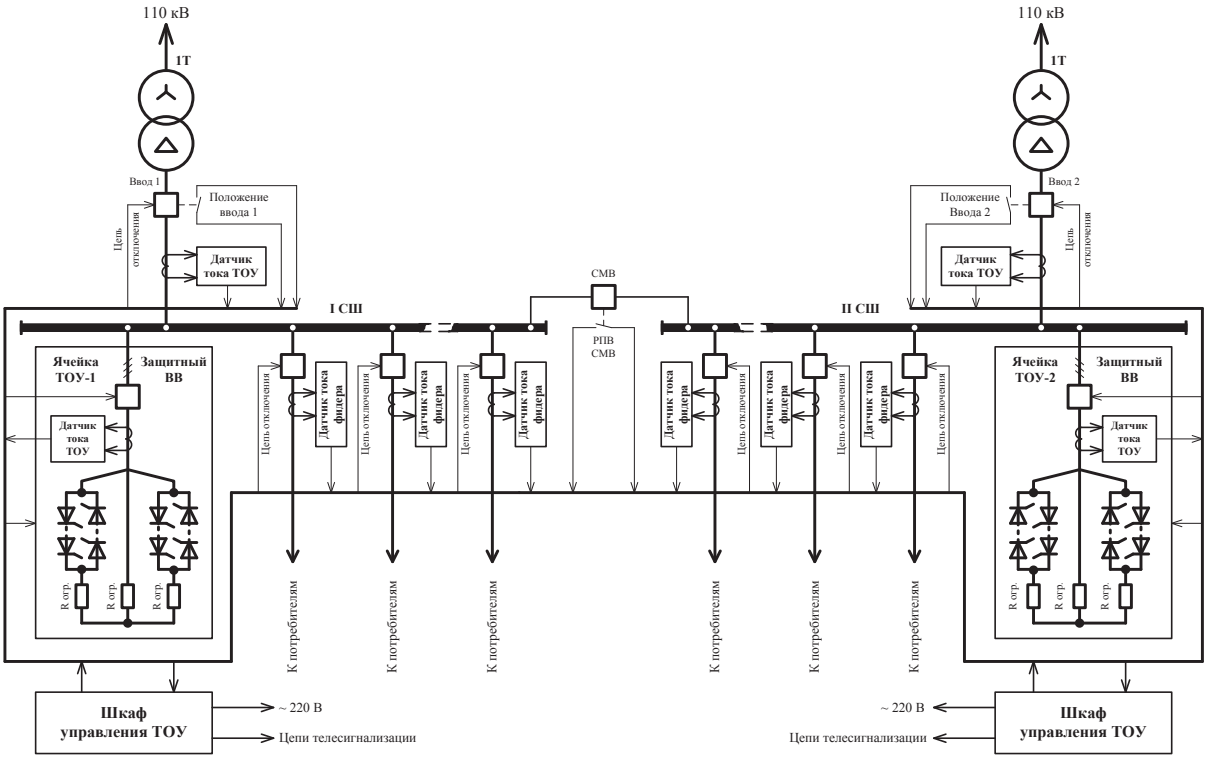


Рис.5 Схема подключения системы ограничения отключаемых токов в РУ

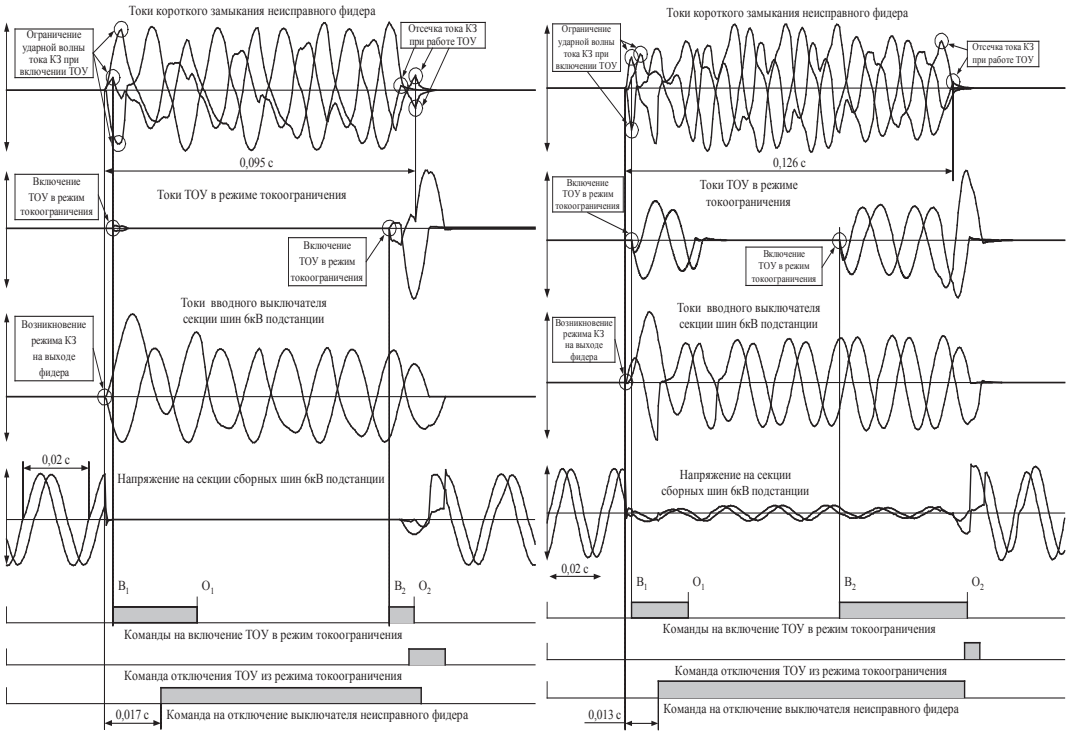


Рис.6. Регистрограммы процессов при отключении фидера (с близким и удаленным кз)

ВЫВОДЫ

Развитие распределенной синхронной генерации нуждается в разработке и создании специализированной технологии управления режимами электрических сетей.

Максимальная децентрализация управления является необходимым условием обеспечения эффективного использования потенциала малой генерации по обеспечению надежной и экономичной работы сети.

Представленные в работе технические решения по управлению режимами электрических сетей с распределенной генерацией создают основу технологии, предоставляющей свободу доступа генерации в сети, а также возможность осуществления ее режима в едином мультиагентном процессе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Патент РФ МПК H02H7/07,7/06/,9/00,11/00 № 2500061. Способ контроля запасов устойчивости режима синхронных электрических машин, включенных в электрическую сеть / А. Г. Фишов. Опубл в Б.И. 2013 № 33 (приоритет от 02.12.2011)

[2] Соболева М. А. Определение предельных режимов электроэнергетической системы на основе матрицы собственных и взаимных проводимостей ЭДС эквивалентных генераторов / М. А. Соболева, А. Г. Фишов // Электричество. - 2013.- № 8.- С.9-1

[3] Дехтерев А.И. Мониторинг запасов устойчивости на основе системы мониторинга переходных процессов / А. Г. Фишов, А. И. Дехтерев // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Изд-во НГАВТ, 2009. – №1 – С. 102-106.

[4] Патент SU МКП 402J3/12/ № 1372465. Способ регулирования напряжения узла электрической сети/ Денисов В.В., Кобец Б.Б., Фишов А.Г. Опубл. в БИ 1988 № 5 (приоритет от 1.08.85)

[5] Патент РФ МПК H01H3/08 № 127510. Устройство для ограничения аварийных токов в электрической сети /Аптекарь Д.И., Рубашов Г.М., Чиканков Д.В., Фишов А.Г. Опубл. 2013 БИ № 12 (приоритет от 15.10.2012)

ОБ АВТОРАХ

Аптекарь Давид Иосифович, Генеральный директор ЗАО "Институт Энергетической Электроники"

Денисов Виктор Владимирович, к.т.н., доцент кафедры автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ

Фишов Александр Георгиевич, д.т.н., заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ

Шиллер Мария Александровна, аспирант кафедры автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ

ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПЕРЕХОДА К ПОСЛЕАВАРИЙНОМУ РЕЖИМУ С НОРМИРОВАННЫМ ЗАПАСОМ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ В КОНТУРЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Лизалек Н.Н., Вторушин А.С., Аржанников С.Г., Бородин Д.Н.
ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»
Новосибирский государственный технический университет

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Структурно организованное движение, структура неустойчивости, метод площадей, идентификация динамической неустойчивости.

При выборе противоаварийного управления, обеспечивающего существование послеаварийного режима с нормируемым запасом статической устойчивости, требуется, в общем случае, проведение проверки динамической устойчивости перехода к этому послеаварийному состоянию. Так как обеспечение статической устойчивости послеаварийного режима с помощью противоаварийного управления увязано со слабыми сечениями системы, то и процедура оценки динамической устойчивости перехода к послеаварийному режиму также может строиться применительно к этим слабым сечениям. Это означает, что определенные при анализе статической устойчивости слабые сечения системы формируют разбиение системы на подсистемы, устойчивость взаимного движения которых собственно и рассматривается при исследованиях динамической устойчивости.

Таким образом, можно выделить две независимые части алгоритма оценки устойчивости перехода к послеаварийному режиму – поиск слабых сечений и оценка динамической устойчивости управляемого перехода к устойчивому послеаварийному режиму.

Поиск слабых сечений осуществляется алгоритмом, базирующемся на анализе собственного вектора матрицы Якоби для предельного режима [1]. Алгоритм позволяет найти множество слабых сечений энергосистемы. При этом возможно выделение сечений, разбивающих энергосистему на две подсистемы, в одной из которых отсутствует генерация. Такие сечения не должны проходить оценку динамической устойчивости.

Оценка динамической устойчивости управляемого перехода к устойчивому послеаварийному режиму проводится с учетом результатов выделения слабых сечений и разделяемых ими подсистем. Разбиение на подсистемы, по сути, есть физически обоснованный и удобный способ эквивалентного представления исследуемой системы. При этом вовсе не обязательно переходить к эквивалентным математическим моделям подсистем, вполне достаточно использовать только некоторое упрощенное описание их движения (совершаемого в рамках исходной математической модели). В качестве метода оценки динамической устойчивости в этих условиях целесообразно использовать метод площадей для структурно организованного колебательного движения [2,3].

Будем рассматривать структурно организованное движение, в котором участвуют подсистемы, выделяемые при разбиении системы слабыми сечениями, определенными при анализе статической устойчивости. Это означает, что используется предположение о возможном нарушении динамической устойчивости по какому либо из этих сечений (иные конфигурации неустойчивого движения отбрасываются как менее вероятные или как не относящиеся к компетенции рассматриваемой системы противоаварийного управления).

В классической постановке метод площадей используется для *оценки предельных по динамической устойчивости возмущений*. В рамках рассматриваемой задачи метод площадей должен, в первую очередь, *обеспечить идентификацию динамической неустойчивости* движения системы. Это означает, что при движении системы по её траектории необходимо определить момент времени (или мгновенное, *критическое*, состояние системы), после которого *свободный (т.е. в свободном движении) возврат* системы в *существующее* (и уже пройденное) положение устойчивого равновесия *физически невозможен*. Если удается выявить описанную ситуацию, то

фиксируется *неизбежное последующее* нарушение динамической устойчивости *свободного движения*. И, напротив, если такая *невозможность возврата* в положение устойчивого равновесия *не выявлена*, то фиксируется факт устойчивого свободного движения на *данном участке* траектории. Алгоритмы идентификации неустойчивости используют информацию о траектории, уже пройденной системой, и, следовательно, они могут быть *встроены*, например, в процедуру численного интегрирования уравнений движения.

При применении метода площадей для структурно организованного движения необходимо рассчитывать работу по перемещению подсистем на траектории движения. Для анализа устойчивости эти работы должны подсчитываться при относительных перемещениях в системе. В качестве общего движения, относительно которого и определяются все перемещения, естественно выбрать движение центра инерции системы. Уравнение движения i – ой синхронной машины относительно центра инерции системы имеет вид:

$$J_i \frac{d\Delta\Omega_{i0}(t)}{dt} = \Delta M_i - \frac{J_i}{J_э}\Delta M_э = \Delta M_{i0}. \qquad (1)$$

Здесь: $\Delta\Omega_{i0}(t)$ - отклонение скорости перемещения ротора машины относительно скорости центра инерции системы, J_i - момент инерции синхронной машины, $J_э = \sum_i J_i$ - суммарный момент инерции системы, $\Delta M_э = \sum_i \Delta M_i$ - суммарный избыточный момент на валах машин в системе, ΔM_i - избыточный момент на валу i - ой синхронной машины. Величина ΔM_{i0} - избыточный момент, действующий на i - ую машину в её относительном движении около центра инерции системы (или, просто, относительный избыточный момент синхронной машины). Кроме того, в любой момент времени будет выполняться соотношение для суммарного импульса относительных движений:

$$\sum_i J_i \Delta\Omega_{i0}(t) = 0. \qquad (2)$$

Суммирование относительных избыточных моментов синхронных машин, входящих в одну, например s - ую подсистему:

$$\Delta M_{s0} = \sum_{i_s} \Delta M_i - \frac{\sum_{i_s} J_i}{J_э}\Delta M_э = \Delta M_s - \frac{J_s}{J_э}\Delta M_э, \qquad (3)$$

(i_s - множество синхронных машин, входящих в s - ую подсистему, $J_s = \sum_{i_s} J_i$ - суммарный момент инерции подсистемы, $\Delta M_s = \sum_{i_s} \Delta M_i$ - суммарный избыточный момент в ней) определяет избыточный момент ΔM_{s0}, действующий на s - ую подсистему как целое, приложенный к ее центру инерции в его относительном движении около центра инерции системы (или, просто, относительный избыточный момент подсистемы). Уравнение относительного движения s - ой подсистемы как целого имеет вид [2]:

$$J_s \frac{d\Delta\Omega_{s0}(t)}{dt} = \Delta M_s - \frac{J_s}{J_э}\Delta M_э = \Delta M_{s0}. \qquad (4)$$

Здесь $\Delta\Omega_{s0}(t)$ - отклонение скорости перемещения центра инерции подсистемы относительно центра инерции системы.

Кинетическая энергия системы $K(t)$ в момент времени t равна кинетической энергии в стационарном режиме K_0 плюс добавка кинетической энергии $\Delta K(\mathrm{t})$, произошедшая на интервале переходного процесса (0 - t), т.е. $K(t) = K_0 + \Delta K(\mathrm{t})$. Добавка кинетической энергии системы $\Delta K(\mathrm{t})$ складывается из вкладов отдельных синхронных машин $\Delta K_i(\mathrm{t})$: $\Delta K(\mathrm{t}) = \sum_{\mathrm{i}} \Delta K_{\mathrm{i}}(\mathrm{t})$. При суммировании получим [2]:

$$K(t) = K_0 + \Delta K(t) = K_0 + \Omega_0 J_э \Delta\Omega_0(t) + J_э \frac{\Delta\Omega_0^2(t)}{2} + \sum_s J_s \frac{\Delta\Omega_{s0}^2(t)}{2} + \sum_s \sum_{i_s} J_i \frac{\Delta\Omega_{эis}^2(t)}{2}. \qquad (5)$$

Здесь: $\Delta\Omega_0(t)$ - отклонение скорости перемещения центра инерции системы в момент t от исходной частоты стационарного режима Ω_0 (высший уровень иерархии движения), $\Delta\Omega_{s0}(t)$ - синхронное движение подсистемы - региональный процесс, определяемый отклонением скорости перемещения центра инерции подсистемы относительно скорости перемещения центра инерции системы (средний уровень иерархии движения), $\Delta\Omega_{\text{г}is}(t)$ - индивидуальное движение - локальный процесс движения синхронной машины в s - ой подсистеме относительно ее центра инерции (низший уровень иерархии движения).

Сумма первых трех слагаемых

$$K_0 + \Omega_0 J_э \Delta\Omega_0(t) + J_э \frac{\Delta\Omega_0^2(t)}{2} \tag{6}$$

представляет собой кинетическую энергию поступательного движения системы, остальная часть

$$\sum_s J_s \frac{\Delta\Omega_{s0}^2(t)}{2} + \sum_s \sum_{i_s} J_i \frac{\Delta\Omega_{\text{г}is}^2(t)}{2} \tag{7}$$

это кинетическая энергия колебаний, состоящая из кинетической энергии синхронных (региональных) колебаний подсистем и кинетической энергии локальных колебаний в подсистемах. Из (4) следует, что изменение кинетической энергии колебаний подсистемы как целого равно работе относительного момента подсистемы на её перемещении относительно центра инерции системы

$$\int_{t_0}^{t} d\left(J_s \frac{\Delta\Omega_{s0}^2}{2} \right) = \int_{\Delta\delta_{s0}(t_0)}^{\Delta\delta_{s0}(t)} \Delta M_{s0} d(\Delta\delta_{s0}), \tag{8}$$

где дифференциал перемещения равен $d(\Delta\delta_{s0}) = \Delta\Omega_{s0}(t)dt$.

В общем случае число подсистем колебательной структуры может превышать двойку. Особенностью колебательных структур движения, является их малая размерность и топологическая простота. Число подсистем колебательной структуры обычно лежит в диапазоне 2 – 5 и они формируют цепочечную или цепочечную с ответвлениями структуру. Теоретически возможно образование кольцевой структуры с четным числом подсистем в кольце. Благодаря малой размерности и топологической простоте колебательных структур разбить систему любой сложности на две связные части не представляет труда. Таких разбиений, в общем случае, несколько. Варианты таких разбиений в [2,3] названы возможными структурами неустойчивости, так как они определяют возможные сечения для развития простейшего (двухчастотного) асинхронного хода в системе. В общем случае, возможная структура неустойчивости образована двумя подсистемами, каждая из которых может содержать несколько связных подсистем колебательной структуры. Как видно, условия для анализа устойчивости движения в каждой возможной структуре неустойчивости приближаются к условиям исследований устойчивости двухмашинной схемы.

Возможные структуры неустойчивости – это варианты слияния подсистем колебательной структуры в две группы: $\langle 1 \rangle$ и $\langle 2 \rangle$ (на множествах подсистем *s1* и *s2*), взаимодействующие между собой по тому или иному сечению, делящему систему на две части. В качестве сечений выступают межсистемные связи между подсистемами колебательной структуры для не кольцевых структур и пары связей внутри кольцевых образований. Подсистемы каждой группы образуют связную подструктуру колебательной структуры.

Для примера, рассмотрим подсистему $\langle 1 \rangle$. В ней движения всех машин уже не будут синхронными, а имеются *s1* групп машин, движущихся относительно центра инерции слитой подсистемы с разными скоростями. Подсистема $\langle 1 \rangle$ состоит из *s1* звеньев, в целом она совершает общее движение $\Delta\Omega_{\langle 1 \rangle 0}(t)$ и, кроме того, существуют внутренние движения звеньев относительно этого общего движения со скоростями:

$$\Delta\Omega_{s\langle 1 \rangle}(t) = \Delta\Omega_{s0}(t) - \Delta\Omega_{\langle 1 \rangle 0}(t) . \tag{9}$$

Уравнение движения центра инерции подсистемы $\langle 1 \rangle$ будет:

$$J_{\langle 1\rangle}\frac{d\Delta\Omega_{\langle 1\rangle 0}(t)}{dt}=\Delta M_{\langle 1\rangle}-\frac{J_{\langle 1\rangle}}{J_э}\Delta M_э=\Delta M_{\langle 1\rangle 0}. \qquad (10)$$

Уравнение внутреннего относительного движения s – ой подсистемы, входящей в группу, имеет вид:

$$J_s\frac{d\Delta\Omega_{s\langle 1\rangle}(t)}{dt}=\Delta M_s-\frac{J_s}{J_{\langle 1\rangle}}\Delta M_{\langle 1\rangle}=\Delta M_{s\langle 1\rangle}, \qquad (11)$$

где $\Delta M_{s\langle 1\rangle}$ - относительный момент, действующий на подсистему при ее движении около центра инерции слитой подсистемы $\langle 1\rangle$, в которую она входит.

Тогда, для дифференциала кинетической энергии региональных синхронных движений всего множества s подсистем колебательной структуры ($s = s1 + s2$) $d\Delta K_{рег}$, справедливы выражения [3]:

$$\begin{aligned} d\Delta K_{рег}&=\sum_s d\Delta K_s=\sum_s \Delta M_{s0}d(\Delta\delta_{s0})=\\ &=\Delta M_{\langle 1\rangle 0}d(\Delta\delta_{\langle 1\rangle 0})+\sum_{s1}\Delta M_{s\langle 1\rangle}d(\Delta\delta_{s\langle 1\rangle})+\Delta M_{\langle 2\rangle 0}d(\Delta\delta_{\langle 2\rangle 0})+\sum_{s2}\Delta M_{s\langle 2\rangle}d(\Delta\delta_{s\langle 2\rangle}) \end{aligned} \qquad (12)$$

где $\Delta M_{\langle 1\rangle 0}=\sum_{s1}\Delta M_{s0}$, $\Delta M_{\langle 2\rangle 0}=\sum_{s2}\Delta M_{s0}$ - относительные моменты групповых движений, $d(\Delta\delta_{\langle 1\rangle 0}), d(\Delta\delta_{\langle 2\rangle 0})$ - дифференциалы групповых смещений.

Легко установить, что для обще групповых движений выполняются простые соотношения:

$$\begin{aligned} &\Delta M_{\langle 1\rangle 0}+\Delta M_{\langle 2\rangle 0}=0,\\ &J_{\langle 1\rangle}d(\Delta\delta_{\langle 1\rangle 0})+J_{\langle 2\rangle}d(\Delta\delta_{\langle 2\rangle 0})=0. \end{aligned} \qquad (13)$$

Полный дифференциал $d\Delta K_{рег}$ можно представить в виде суммы двух частных дифференциалов, связанных с обще групповыми $d\Delta K_{общ}$ и внутри групповыми (локальными) $d\Delta K_{лок}$ движениями, т.е. $d\Delta K_{рег}=d\Delta K_{общ}+d\Delta K_{лок}$, где:

$$\begin{aligned} d\Delta K_{общ}&=\Delta M_{\langle 1\rangle 0}d(\Delta\delta_{\langle 1\rangle 0})+\Delta M_{\langle 2\rangle 0}d(\Delta\delta_{\langle 2\rangle 0})=\Delta M_{\langle 1\rangle 0}d(\Delta\delta_{\langle 1\rangle 0}-\Delta\delta_{\langle 2\rangle 0})=\Delta M_{\langle 1\rangle 0}d(\Delta\delta_{\langle 12\rangle}),\\ d\Delta K_{лок}&=d\Delta K_{рег}-d\Delta K_{общ}=\sum_{s1}\Delta M_{s\langle 1\rangle}d(\Delta\delta_{s\langle 1\rangle})+\sum_{s2}\Delta M_{s\langle 2\rangle}d(\Delta\delta_{s\langle 2\rangle}). \end{aligned} \qquad (14)$$

В (14) учтено первое соотношение из (13) и введен дифференциал взаимного смещения центров инерции групп $d(\Delta\delta_{\langle 12\rangle})=d(\Delta\delta_{\langle 1\rangle 0}-\Delta\delta_{\langle 2\rangle 0})$. В частном случае, когда подсистемы структуры неустойчивости содержат по одной подсистеме колебательной структуры, внутренние движения в группах отсутствуют и $d\Delta K_{лок}=0$.

Соотношения (13,14), представляющие собой теорему об изменении кинетической энергии в дифференциальной форме, можно использовать в алгоритмах оценки устойчивости энергосистем методом площадей. Из этих соотношений следует, что изменения кинетической энергии подсистем колебательной структуры и работы, производимые при их перемещениях, могут быть разложены на составляющие, описывающие общие и внутренние движения двух подсистем структуры неустойчивости. При изменении рассматриваемой структуры неустойчивости разделение энергии и работ на составляющие будет изменяться, а их сумма останется неизменной. В случае, когда число подсистем колебательной структуры превышает двойку, необходимо анализировать несколько вариантов формирования групп подсистем, которые рассматриваются как возможные структуры неустойчивости системы.

Общая кинетическая энергия подсистем 1 и 2 группы и процесс её изменения во время движения определяют устойчивость динамического перехода к послеаварийному режиму. Процедура идентификации неустойчивости сводится к сопоставлению работ (площадей) ускорения и торможения подсистем структур неустойчивости.

Возможно применение двух способов определения траектории движения подсистем структур неустойчивости. Первый способ – траектория движения подсистем структур неустойчивости определяется движением подсистем колебательной структуры по возможным траекториям. Этот способ, описанный в [3], не связан с интегрированием уравнений движения и использует

простейшие математические модели элементов системы. Второй способ – движение подсистем структур неустойчивости выступает результатом интегрирования уравнений движения всех синхронных машин системы, учитываемых в её математической модели. При этом, естественно, математические модели элементов системы могут быть как угодно полными.

В обоих способах метод идентификации неустойчивости по сути один и тот же. Проводится расчет положительной работы ускорения подсистем структуры неустойчивости $A_{уск}$ от аварийного возмущения до момента (времени) изменения знака относительных моментов (если изменения знака относительных моментов не происходит, то это говорит об отсутствии послеаварийного режима). Полученное значение фиксируется как прирост кинетической энергии, полученной подсистемами при возмущающем воздействии. Момент времени изменения знака относительных моментов определяет начало первого цикла качаний.

Затем проводится расчет отрицательной работы торможения подсистем структуры неустойчивости $A_{тор}$ по восходящей ветви первого цикла качаний до момента изменения знака их относительной скорости (для траектории, полученной интегрированием уравнений движения, при использовании возможной траектории до момента первого выполнения неравенства $|A_{тор}| \geq |A_{уск}|$). Полученное значение работы торможения фиксируется (определяя запас потенциальной энергии региональных колебаний подсистем структуры неустойчивости в первом цикле качаний).

Если изменения знака относительной скорости не происходит (или не выполняется неравенство $|A_{тор}| \geq |A_{уск}|$), а работа торможения по модулю начинает снижаться за счет изменения знака относительных моментов, то фиксируется нарушение динамической устойчивости в первом цикле качаний. В противном случае динамическая устойчивость в первом цикле качаний сохраняется.

При сохранении динамической устойчивости в первом цикле проводится расчет работы ускорения на нисходящей ветви траектории первого цикла, проводимой также до изменения знака относительных моментов. После фиксации приобретенной кинетической энергии при спуске по нисходящей ветви первого цикла качаний проводится расчет работы торможения подсистем структуры неустойчивости при подъеме по восходящей ветви второго цикла качаний. Расчет проводится также до момента времени изменения знака относительных скоростей подсистем для интегрируемой траектории или до момента выполнения соответствующего энергетического неравенства для возможной траектории. Отсутствие такого момента интерпретируется как нарушение динамической устойчивости во втором цикле качаний.

Величины работ ускорения, компенсируемых соответствующим торможением в системе в первом и втором циклах качаний, определяют основные исходные условия для выбора противоаварийного управления, обеспечивающего устойчивый динамический переход к послеаварийному режиму.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Аржанников С.Г., Вторушин А.С., Захаркин О.В., Ландман А.К., Петров А.Э., Попова Е.Ю. Алгоритмическое обеспечение ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири и перспективы его развития. Известия НТЦ единой энергетической системы. -2013. №1(68). –С. 91 – 98.

[2] Лизалек Н.Н., Ладнова А.Н., Тонышев В.Ф., Данилов М.В., Мочалин К.С. Структура электромеханических колебаний и устойчивость энергосистем. Электричество. – 2011. – №6. – С. 11 – 19.

[3] Лизалек Н.Н., Ладнова А.Н., Тонышев В.Ф., Попова Е.Ю., Вторушин А.С. Оценка динамической устойчивости энергосистем на основе метода площадей. Изв. АН Энергетика. – 2013. - №1. – С. 139-152.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Лизалек Николай Николаевич – главный научный сотрудник ЗАО «ИАЭС», д.т.н., профессор, тел. (383) 363-02-65, e-mail: lnn@iaes.ru

Вторушин Алексей Сергеевич – заведующий научно-исследовательской лабораторией ЗАО «ИАЭС», к.т.н., тел. (383) 363-02-65, e-mail: vas@iaes.ru

Аржанников Сергей Гаврилович – старший научный сотрудник ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-02-65, e-mail: arg@iaes.ru

Бородин Дмитрий Николаевич – инженер ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-02-65, e-mail: bdn@iaes.ru

СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ДВИЖЕНИЙ СИНХРОННЫХ МАШИН В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Лизалек Н.Н., Бородин Д.Н. ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»
Новосибирский государственный технический университет

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Динамическая устойчивость, межгрупповые движения синхронных машин, структурно организованное движение.

Анализ динамической устойчивости энергосистем является существенной частью задач расчета их режимов. В рамках этой статьи динамическая устойчивость рассматривается с позиции межгрупповых движений синхронных машин, из комплексного движения которых можно выделить региональные движения отдельных групп синхронных машин. Эти группы в результате возмущений в энергосистеме образуют некоторые структуры движений, которые в дальнейшем принимаются к рассмотрению. Структуры этих движений неявны и определяются не только структурой сети, но и такими факторами как распределение инерции по системе или движения отдельных машин. При исследовании производится поиск ответов на такие вопросы: как организуется структура разбиения синхронных машин на подгруппы; как ведут себя эти структуры при возмущениях как внутри рассматриваемых групп, так и вне их; как происходит взаимодействие отдельных групп между собой; как ведут себя структуры при приближении к пределу по устойчивости. В результате, на основании изучения структур движений синхронных машин в энергосистеме, производится заключения об общих динамических свойствах системы.

Практической стороной таких исследований является получение знаний о динамических свойствах энергосистемы и использование этих знаний для выбора структуры противоаварийного управления и расчета управляющих воздействий. При этом стоит отметить, что структурный анализ здесь рассматривается не как анализ структуры системы и связей между узлами энергосистемы, что близко к схемной надежности энергосистемы, а как анализ структуры взаимных движений синхронных машин в энергосистемах, что близко к режимной надежности энергосистемы.

Для проведения анализа динамической устойчивости энергосистем используются две группы методов. Первая группа использует результаты численного интегрирования уравнений движения системы. На основании моделирования различных возмущений в различных точках энергосистемы оценивается реакция системы и устойчивость взаимного движения синхронных машин [1]. Второй группой являются качественные методы исследования устойчивости [2].

Недостатком первой группы методов является фрагментарность получаемых результатов. Только на основе массовых расчетов переходных процессов в голове исследователя формируется общее представление об устойчивости рассматриваемой системы. Недостатком второй группы расчетных методов является трудность их применения для энергосистем любой структуры и размера, ограничения на сложность применяемой математической модели. В результате, в проектной и эксплуатационной практике не используются программные разработки для качественного анализа устойчивости.

Для исследования устойчивости сложных систем необходимо применение обоих групп методов. При этом качественные методы должны прорисовывать общую ситуацию с устойчивостью системы, а методы численного интегрирования – уточнять результаты, полученные качественными методами. При этом качественные методы должны быть ориентированы на характеристику всей совокупности неустойчивых движений энергосистемы и определение взаимосвязей между элементами этой совокупности. По сути, они должны позволять исследовать структуру неустойчивых движений энергосистемы.

В основу предполагаемых методических разработок можно положить исследования структуры взаимных колебательных движений в сложных энергосистемах как представителях распределенных колебательных систем [2, 3]. Так, энергосистему можно разделить на отдельные группы синхронных машин, которые под действием возмущений совершают как локальные, так и групповые движения. На основе структурного подхода к движению синхронных машин возможна

постановка задачи исследования устойчивости межгрупповых движений, рассматриваемых во всём их разнообразии – задача структурного анализа устойчивости. При этом в связи с простотой и обозримостью структур межгрупповых движений, к исследованию устойчивости последних могут успешно применяться качественные методы [2].

Здесь стоит отметить, что возможно построение комплексных методов проведения анализа устойчивости на основе двух вышеописанных групп методов. Так, алгоритмы интегрирования уравнений движения системы могут быть дополнены алгоритмами количественной оценки. Примером такого комплексного алгоритма может быть алгоритм, в котором в ходе расчета переходного процесса фиксируется не только факт нарушения устойчивости, но и сечение, по которому устойчивость была нарушена.

С другой стороны, упомянутые алгоритмы могут быть дополнены алгоритмами качественной оценки. Примерами таких алгоритмов могут служить алгоритмы оценки предельных возмущений на основе энергетических диаграмм или алгоритм выявления нарушения устойчивости по структуре движений синхронных машин в энергосистеме и их разбиению на подгруппы по характеру межгруппового движения.

Структуры осцилляторов системы при системных и локальных колебаниях наиболее полно представляют её слабые звенья и их взаимодействие в рассматриваемом режиме [3]. Эволюция этих структур при изменении режима определяет изменения в положениях слабых звеньев и их взаимодействиях в области вариации режима. Структурный анализ движения синхронных машин предполагает под собой разработку алгоритма, который выявляет структуру деления синхронных машин по группам в результате расчета электромеханического переходного процесса в каждый момент времени его протекания. Алгоритм выполняет следующее: в ходе расчета электромеханического переходного процесса из общей структуры движений синхронных машин вычитаются движения центра инерции системы. В результате этого действия в дальнейшем может быть выделена структура формирования распространения волн по энергосистеме. При распространении волн по энергосистеме происходит разбиение синхронных машин между собой по группам. При этом соседние группы машин колеблются в противофазе. Разбиение по группам синхронных машин зависит как от исходной схемы сети и режима работы энергосистемы, места и вида возмущения, так и от момента расчета переходного процесса (с течением времени происходит распространение волн по системе и структура разбиения меняется). На основании массовых расчетов переходных процессов, отслеживая эволюцию разбиения синхронных машин по группам, можно сделать заключение о динамических свойствах энергосистемы, в том числе и о динамической и результирующей устойчивости.

Проведение расчетных исследований структурных динамических свойств энергосистемы с помощью специализированных инструментальных средств [3] позволяет провести полные исследования её слабых звеньев и определить структуру и состав задач по управлению ею с целью обеспечения устойчивости. Важным промежуточным результатом является прогнозирование положений сечения асинхронного хода в системе при нарушениях устойчивости.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.: ил.

[2] Абраменкова Н.А., Воропай Н.И., Заславская Т.Б. Структурный анализ электроэнергетических систем: В задачах моделирования и синтеза. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1990. – 224с.

[3] Лизалек Н.Н. Динамические свойства энергосистем при электромеханических колебаниях. Структурная организация движений и устойчивость: учеб. пособие / Н.Н. Лизалек, В.Ф. Тонышев. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 212 с.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Лизалек Николай Николаевич – главный научный сотрудник ЗАО «ИАЭС», д.т.н., профессор, тел. (383) 363-02-65, e-mail: lnn@iaes.ru
Бородин Дмитрий Николаевич – инженер ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-02-65, e-mail: bdn@iaes.ru

ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ОТКАЗОУСТОЙЧИВОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Ландман А.К., Петров А.Э., Петрушков М.В., Сакаев О.О., Субботин-Чукальский А.В.
ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»

1. ВВЕДЕНИЕ

Для широкого спектра задач управления электроэнергетическими объектами характерны необходимость обеспечения бесперебойного функционирования системы управления и высокого быстродействия [1, 2]. В соотношение между этими понятиями вкладывается различный смысл, в зависимости от задачи, решаемой конкретной системой, с учетом иерархии управления.

Рассмотрим предметную область противоаварийного управления (ПАУ) энергосистемой. На верхнем уровне иерархии ПАУ решается задача выбора управляющих воздействий (УВ), которые должны быть реализованы конкретными устройствами на нижнем уровне иерархии, при фиксации на данном уровне аварийных возмущений в энергосистеме, с целью минимизации ущерба от этих возмущений. На сегодняшний день, с учетом развития алгоритмической базы в части применения способа I-ДО [3], выбор управления становится ресурсоемкой математической задачей, максимальная длительность цикла которой ограничивается стандартом [4] не более 30 секунд, при этом на верхнем уровне, как правило, нет необходимости в непосредственной выдаче управляющих сигналов.

В свою очередь, быстродействие реализации управления устройствами нижнего уровня находится в пределах нескольких десятков миллисекунд, с учетом времени срабатывания промежуточных реле. В случае, если устройства нижнего уровня осуществляют собственный цикл выбора управления по способу II-ДО в целях резервирования [5], длительность данного цикла определяется частотой обновления (временем доставки) локальной доаварийной информации, которая нормируется стандартом [4] в пределах 1-2 секунд.

Таким образом, *в рамках одной системы управления решаются два класса задач, которые могут быть условно разделены по соотношению параметров быстродействия и надежности на расчетные задачи и задачи реального времени*.

Одним из перспективных методов обеспечения надежности и быстродействия при создании систем управления является использование распределенных вычислительных систем (ВС). Это позволяет обеспечить требуемое быстродействие для расчетных задач, за счет распараллеливания вычислений, и требуемую надежность функционирования для задач реального времени, за счет резервирования.

Работы в данном направлении ведутся при активном участии специалистов ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем» (ИАЭС) с 80-х годов прошлого столетия. Благодаря глубокой теоретической проработке вопросов создания распределенных вычислительных систем управления, в последние годы была разработана универсальная программная платформа для целей противоаварийного управления.

2. ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Общие сведения

Как известно, распределенная ВС представляет собой совокупность вычислительных машин (ВМ), или узлов, объединенных сетью передачи данных. Соответственно, конкретные функции, выполняемые системой управления, могут быть распределены по узлам ВС. Так, например, при разработке системы управления, решающей расчетные задачи на верхнем уровне иерархии управления, целесообразно разделить функции следующим образом:

1. Ввод и подготовка исходных данных для расчета.
2. Расчет.

3. Объединение результатов расчета.
4. Взаимодействие с системами управления нижнего уровня.
5. Взаимодействие с автоматизированным рабочим местом (АРМ) пользователя.
6. Взаимодействие с внешними системами управления и мониторинга (АСУТП и пр.)

Функция расчета, в свою очередь, может быть разделена между несколькими узлами по определенным критериям, с целью одновременного выполнения расчетных задач для однотипных элементов управляемого объекта для обеспечения требуемого быстродействия (оставим пока за скобками параллелизм математических операций). Функции, касающиеся обмена информацией с внешними системами, в ряде случаев целесообразно объединять на одном узле. Такой узел, выполняющий функции сбора исходной информации и подготовки ее для расчета, называют, в терминах автоматизированных систем управления, предвключенной ВМ.

В составе ВС необходимо также предусмотреть некоторое количество резервных узлов, готовых принять на себя функции узлов, вышедших из строя либо остановленных на профилактику. Укрупненная структура расчетной распределенной ВС приведена на рис. 1.

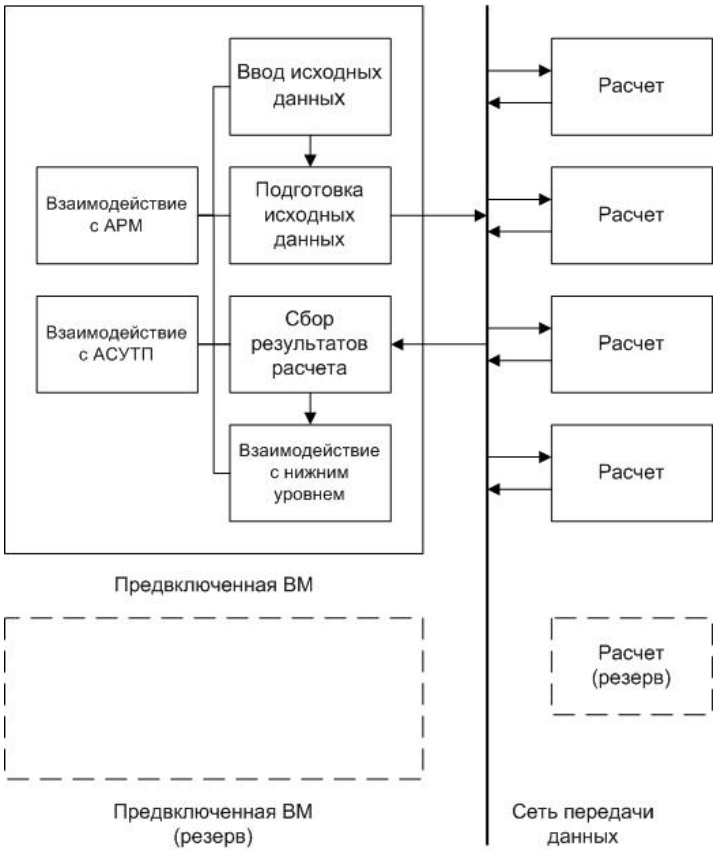


Рис. 1: Структура расчетной распределенной системы управления

В свою очередь, в системе управления, решающей задачи реального времени на нижнем уровне иерархии управления, обеспечивается выполнение следующих функций:
1. Ввод и подготовка исходных данных для локального расчета (при необходимости).
2. Локальный расчет (при необходимости).
3. Взаимодействие с системами управления верхнего уровня.
4. Получение аварийных сигналов и выдача управляющих сигналов.
5. Взаимодействие с АРМ пользователя.
6. Взаимодействие с внешними системами управления и мониторинга (АСУТП и пр.)

В данном случае, с точки зрения обеспечения надежности, целесообразно выделить функции реального времени на совокупность резервированных узлов (не менее двух). Остальные функции могут быть вынесены на предвключенную ВМ, которая также должна быть резервирована (рис 2). При сравнительно небольшой вычислительной нагрузке, функции предвключенной ВМ могут быть совмещены с функциями реального времени.

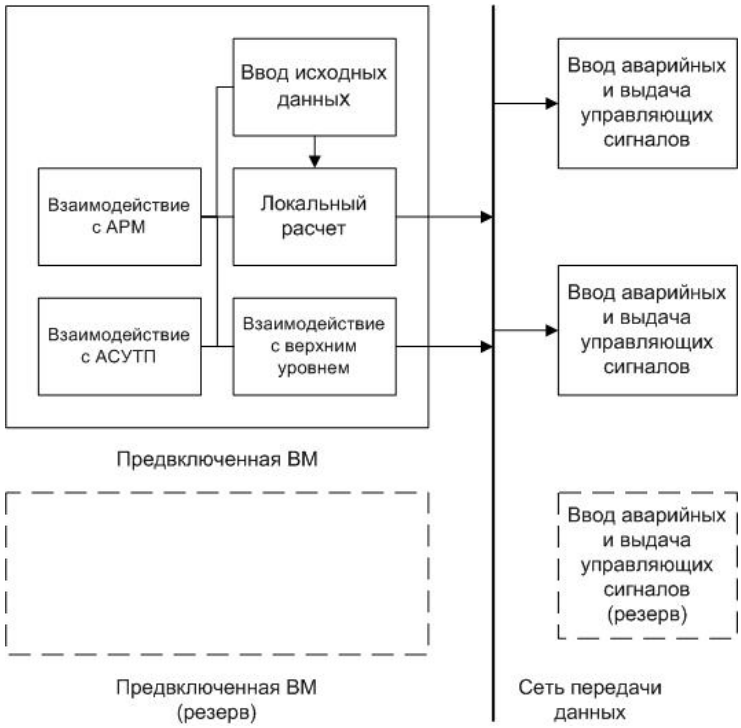


Рис. 2: Структура распределенной системы управления реального времени

В системах управления реального времени, как правило, возникает необходимость непосредственного взаимодействия с объектом управления при помощи дискретных сигналов. В связи с этим, в распределенной системе управления функции реального времени должны выполняться, как минимум, на двух физических узлах системы, оснащенных соответствующим аппаратным обеспечением. При этом место установки системы управления, как правило, вносит определенные физические ограничения по максимальному количеству микропроцессорных устройств в одном шкафу управления, а также по общему количеству шкафов. Данный вопрос может быть решен только за счет архитектуры системы, т.е. совмещения функций.

В расчетных распределенных системах управления, не требующих непосредственного взаимодействия с управляемым объектом, могут быть применены современные технологии виртуализации. При этом технологические функции распределяются по виртуальным машинам, запускаемым на нескольких (по условиям обеспечения резервирования, минимум на двух) высокопроизводительных серверах. Это позволяет, с одной стороны, обеспечить необходимое быстродействие системы, как за счет распределения типовых задач по различным узлам, так и за счет распараллеливания математических операций, поскольку под одну виртуальную машину может быть выделено несколько процессорных ядер. Кроме того, виртуализация дает возможность абстрагироваться от аппаратного обеспечения. Таким образом, технические средства могут быть заменены в ходе дальнейшего развития системы, с целью повышения производительности, либо в связи с их устареванием.

С точки зрения разработчика, виртуализация позволяет также проводить отладку и тестирование технологических функций практически на любом аппаратном обеспечении, однако тестирование распределенной системы в части быстродействия рекомендуется проводить на тех технических средствах, которые будут установлены на объекте, либо на полностью аналогичных.

Далее мы будем рассматривать подходы к разработке системы управления, которая может быть применена как для решения расчетных задач, так и для решения задач реального времени.

2.2.Постановка задачи

К разрабатываемой распределенной вычислительной системе управления предъявляются следующие требования:

1. Возможность выполнения узлами системы функций различных видов, как то: подготовка исходных данных, расчетные задачи, задачи реального времени, взаимодействие с внешними системами.
2. Гибкость структуры системы, отсутствие централизованных элементов и т.н. «узких мест» на уровне архитектуры.
3. Возможность резервирования функций, как-то: передача всех функций или их части другим узлам системы при выходе из строя узла, выполнявшего ранее эти функции (миграция технологических задач).
4. Возможность автоматизированного восстановления функций узла, выходившего ранее из строя и затем восстановленного (обратная миграция технологических задач).
5. Возможность использования средств виртуализации при развертывании системы.

2.3.Выбор операционной системы и стандартов разработки

Выбор операционной системы (ОС) производится, как правило, по следующим критериям:

1. Возможность обеспечения реального времени, для решения задач взаимодействия с управляемым объектом.
2. Поддержка стандартного стека сетевых протоколов, с возможностью работы на уровне IP и ниже.
3. Поддержка используемого аппаратного обеспечения и/или системы виртуализации.
4. Удобство разработки программного обеспечения, поддержка стандартов в данной области.
5. Удобство настройки и эксплуатации.
6. Наличие технической поддержки, перспективы развития, лицензирование.
7. Цена.

Как упоминалось выше, расчетные задачи, задачи взаимодействия с внешними устройствами и задачи реального времени в распределенной системе управления могут быть разделены по различным узлам. Следовательно, для каждого класса задач может быть выбрана наиболее подходящая ОС, например, Windows Embedded для расчетных задач, Debian Linux для задач взаимодействия с внешними устройствами и QNX 6 для задач реального времени. В связи с этим встает вопрос совместимости рассматриваемых ОС по интерфейсу прикладных программ. Для обеспечения совместимости целесообразно при программировании распределенной системы управления максимально следовать стандарту POSIX [6], предоставляющего стандартные, независимые от ОС, механизмы межпроцессного и сетевого взаимодействия, с переходом к системно-зависимым функциям только в том случае, если это неизбежно (например, при обработке прерываний). Кроме того, для технологических задач должны быть разработаны интерфейсы, инкапсулирующие функции нижнего уровня, для упрощения их переноса из одной операционной системы в другую.

2.4.Принципы определения состояния системы. Механизмы взаимодействия между узлами.

От принципов программирования перейдем к архитектуре распределенной системы управления.

Казалось бы, существует стандарт МЭК 61850 [7], описывающий, в том числе, принципы взаимодействия между узлами распределенной системы [8], и сравнительно широко, на сегодняшний день, поддерживаемый производителями средств промышленной автоматизации. Однако, данный стандарт не удовлетворяет всем требованиям, изложенным в постановочной части. Прежде всего, МЭК 61850, при правильном проектировании, жестко и однозначно задает структуру вычислительной системы, не предусматривая возможности передачи каких-то функций другим узлам. Данный подход оправдан для узлов, непосредственно взаимодействующих с объектом управления, передающих управляющие сигналы и т.п., т.е. решающих задачи реального времени, но при этом неудобен для решения других задач. Кроме того, состояние системы в целом в данном стандарте может быть определено лишь на верхнем уровне иерархии управления.

В связи с этим, было принято решение разработать собственные принципы определения состояния системы и, на основе этих принципов, механизмы взаимодействия между узлами, с возможным использованием наработок МЭК 61850 и других стандартов.

Итак, для определения состояния системы в целом в каждый момент времени, необходимо обеспечить ее наблюдаемость, т.е. определение состояния каждого узла системы и своевременную доставку этой информации на все узлы. Логически, узлы должны быть связаны «каждый с каждым», что естественным образом приводит систему к топологии «шина».

Следовательно, необходимо организовать некую шину данных, в которую каждый узел системы периодически отправляет сообщение, однозначно определяющее текущее состояние узла (назовем его «слово состояния»), и откуда, в свою очередь, каждый узел получает слова состояния остальных узлов. Каждый узел из полученных им сообщений формирует у себя общее слово состояния системы. Таким образом, каждый узел независимо наблюдает и оценивает текущее состояние *децентрализованной* системы. Обмен состояниями узлов (и другими сообщениями, к которым могут быть предъявлены схожие требования) организован на базе групповой (multicast) рассылки UDP-сообщений, с использованием принципов, определенных стандартом МЭК 61850 (в части GOOSE-сообщений).

Для независимого контроля активности узлов, на каждом узле локально формируется т.н. маска активности узлов, по факту получения слова состояния от других узлов системы. Таким образом, кроме признака активности, формируемого и отправляемого самим узлом, контролируется физическая доступность данного узла и, соответственно, физическая целостность канала связи.

Кроме обмена состояниями, узлам распределенной системы управления необходимо обмениваться данными произвольного, в зависимости от конкретной настройки, объема. Так, на расчетные узлы должны периодически поступать подготовленные исходные данные, а результаты расчета должны передаваться на предвключенную машину для их сведения и дальнейшей обработки. При этом:

1. Данные должны быть актуальными.
2. Данные должны поступать одновременно на расчетные машины.
3. Успешное получение данных должно подтверждаться.

Кроме того, при запуске узла он должен получать актуальные данные настройки.

Как видно, требования к обмену данными функционально подобны требованиям к обмену словами состояния. В связи с этим, обмен данными также организован на базе групповой рассылки UDP-пакетов, с использованием специально разработанного механизма подписок на данные, позволяющего сконфигурировать первоначальную загрузку всех необходимых данных на узел (по старту узла), периодическое обновление необходимых исходных данных на узле, сбор всех таблиц данных системы на определенном узле с целью архивирования, обмен сообщениями произвольного размера и т.п.

2.5.Управление функциями узлов системы. Передача функций, миграция задач.

Частью конфигурации распределенной системы управления является также состав задач (программных модулей), запускаемых на определенных узлах системы. При этом часть задач, которые являются системообразующими, т.е. формируют среду исполнения для технологических задач (например, механизмы обмена данными и подписок на данные), должна запускаться на всех узлах. В то же время расчетные задачи, задачи предвключенной машины, задачи реального времени должны запускаться только на предназначенных для этого узлах. Кроме того, для каждой задачи должна быть определена дисциплина поведения при фиксации сбоя в функционировании либо при невозможности запуска: количество попыток перезапуска задачи, необходимость перезапуска узла, возможность продолжения работы узла при остановленной задаче и т.п.

Функции запуска, останова, контроля состояния задач, запускаемых на конкретном узле распределенной системы управления, возлагаются на этот же узел. Однако, для принятия решения о том, какие задачи должны быть запущены на конкретном узле в данный момент времени, следует учитывать состояние системы в целом. Сбор информации о состоянии всех узлов на каждом узле децентрализованной ВС, с учетом времени ожидания, необходимого для принятия решения, требует

значительных временных затрат, что приводит к необходимости выделения функции определения состояния ВС на отдельный узел, называемый арбитром системы. Арбитр, на основании текущей информации о состоянии системы, дает команды узлам на запуск и останов процессов. Функция арбитра является переходящей, текущий узел-арбитр определяется в результате выборов, проводимых с заданной периодичностью.

В случае выхода из строя одного из узлов распределенной системы управления, либо остановки узла для проведения регламентных работ, либо при нарушении физической связи с данным узлом необходимо передать все его функции другому узлу, с целью резервирования. Для того, чтобы обеспечить передачу функций (миграцию задач), в конфигурации системы описывается, на каких узлах каждая задача может запускаться, в какой последовательности (задающей приоритет узлов, с точки зрения выполнения данной функции), а также количество одновременно запущенных в системе экземпляров данной задачи.

Из опыта разработки дублированных устройств ПАУ [5] известно, что функции основного и резервного экземпляра одной и той же системообразующей или технологической задачи могут отличаться. Поскольку дублированная система управления является частным случаем вырожденной распределенной системы, необходимо предусматривать такую возможность и при создании более сложных систем. В связи с этим, для резервированной задачи с разделением функций, при конфигурировании системы указываются параметры запуска основного и резервного экземпляров, а также очередь узлов, на которых запускается данная задача, и максимальное количество запущенных экземпляров. Однако, очередь узлов здесь имеет иной смысл, по сравнению с простой миграцией задачи. На первом активном в очереди узле всегда запускается основной экземпляр задачи, в то время как на остальных узлах очереди запускаются резервные экземпляры.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время, в ЗАО «ИАЭС» разработана универсальная программная платформа для обеспечения функционирования технологических задач в распределенной вычислительной системе управления для целей противоаварийного управления. Ключевыми особенностями универсальной платформы являются:

1. Минимальная зависимость платформы от используемой операционной системы.
2. Возможность широкого использования средств виртуализации.
3. Возможность масштабирования платформы на устройства различных уровней иерархии противоаварийного управления.
4. Возможность создания гетерогенных ВС.

В современных условиях, ситуация на рынке программного и аппаратного обеспечения меняется крайне быстро. Так, еще десять лет назад снятие с производства программного продукта было редкостью, на сегодняшний день это один из рассматриваемых рисков, даже в сегменте промышленной автоматизации. Кроме того, риск внезапной потери доступности аппаратных и программных средств, в частности операционных систем, может быть связан и с политическими событиями последних нескольких месяцев. Снижение зависимости от используемой операционной системы позволяет застраховаться от подобных рисков.

Использование средств виртуализации дает, в свою очередь, независимость от аппаратного обеспечения для расчетных задач. Кроме того, данное направление актуально при разработке систем управления цифровыми подстанциями.

Объединение устройств ПА на единой платформе в пределах объекта в распределенную систему управления позволяет организовать обмен технологической информацией, архивирование, централизованное взаимодействие с внешними системами и т.п. В свою очередь, гетерогенность платформы позволяет выделить расчетные функции на виртуальные машины, а функции реального времени (например, ввод-вывод дискретных сигналов в контуре ПА) – на физические контроллеры.

В течение 2013-14 гг были проведены опыты по развертыванию ВС на базе универсальной платформы на физических серверах различной производительности (в том числе на безвентиляторных промышленных компьютерах) с использованием средств виртуализации Oracle VirtualBox и VMWare ESXi, с целью оценки временных характеристик обмена информацией внутри

ВС, а также тестирования алгоритмов определения состояния системы и миграции задач. Коммерческое применение данной платформы планируется в ближайшем будущем. Так, в настоящее время проводятся работы по адаптации универсальной программной платформы для выполнения функций ЦСПА.

ЛИТЕРАТУРА

[1] А.Ф. Задорожный, М.С. Тарков, О.В. Захаркин, А.М. Петров, А.Э. Петров, О.О. Сакаев. Программное обеспечение отказоустойчивых распределенных вычислительных систем для управления электроэнергетическими системами. // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2009. – Спецвыпуск. – №1. – С.155-160.

[2] А.К. Ландман, А.М. Петров, А.Э. Петров, О.О. Сакаев, А.Ф. Задорожный, М.С. Тарков. Использование отказоустойчивых распределенных вычислительных систем для управления электроэнергетическими системами. // Сборник докладов международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – СПб, 2011.

[3] А.К. Ландман, А.Э. Петров, А.С. Вторушин, Е.Ю. Попова, С.Г. Аржанников. Перспективы совершенствования алгоритмов централизованной противоаварийной автоматики. // Сборник докладов международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – Екатеринбург, 2013.

[4] СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. М., 2011.

[5] А.К. Ландман, А.М. Петров, А.Э. Петров, О.О. Сакаев. Разработка интегрированной системы ПА ОЭС Сибири. // Релейная защита и автоматика энергосистем 2010. Сборник докладов XX конференции (Москва, 1-4 июня 2010). - М., «Научно-инженерное информационное агентство», 2010. – С. 52-59.

[6] The Open Group Base Specifications Issue 6, IEEE Std 1003.1-2004. General Information. Copyright © 2004 The IEEE and The Open Group.

[7] IEC 61850-1. Communication networks and systems in substations. Part 1: Introduction and overview. Copyright © 2003 IEC

[8] IEC 61850-8-1. Communication networks and systems in substations. Part 8-1: Specific communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3. Copyright © 2004 IEC

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Ландман Аркадий Константинович – генеральный директор ЗАО «ИАЭС», к.т.н., тел. (383) 363-0265, e-mail: landman@iaes.ru

Петров Алексей Эдуардович – заместитель генерального директора ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-0265, e-mail: alexey@iaes.ru

Сакаев Оскар Олегович – заведующий сектором ПО ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-0265, e-mail: oskar@iaes.ru

Субботин-Чукальский Андрей Викторович – заведующий отделом ТС и ПО ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-0265, e-mail: subb@iaes.ru

Петрушков Михаил Викторович – инженер ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-0265, e-mail: pmv@iaes.ru

ВЫБОР УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИЧЕСКОГО ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕРЕГРУЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ В ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Андранович Б., Курилкин А.И., Лисицын А.А., Сорокин Е.В. (ОАО «НТЦ ЕЭС»)

В ближайшее время существует вероятность выделения на изолированную работу некоторых электроэнергетических систем (ЭЭС), работающих в настоящее время синхронно с ЕЭС России. Данное обстоятельство приводит к необходимости пересмотра принципов и задач противоаварийного управления (ПАУ) в указанных энергосистемах. Одной из таких задач является определение способов ликвидации недопустимых токовых перегрузок электрооборудования, которая осуществляется устройствами автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО).

Методика выбора управляющих воздействий (УВ) от устройств АОПО имеет свои особенности в случае изолированной работы энергосистемы. В отличие от крупных ЭЭС, в изолированной энергосистеме реализация управляющих воздействий от устройств АОПО, направленных на ликвидацию токовых перегрузок, может приводить к следующим последствиям:

1. Развитие лавины перегрузки и отключений линий электропередачи (ЛЭП) в результате перераспределения потоков мощности в процессе первичного регулирования частоты (ПРЧ);
2. Недопустимое отклонение частоты переменного тока с последующим возникновением лавины частоты в ЭЭС при существенном дефиците активной мощности;
3. Недопустимое снижение напряжения в узлах энергосистемы и развитие лавины напряжения при возникновении дефицита реактивной мощности.

Процесс развития лавины перегрузки и отключений ЛЭП рассмотрим на примере изолированной энергосистемы, в составе которой присутствуют одна гидроэлектростанция (ГЭС) и две тепловые электростанции (ТЭС) с различными типами турбин. Структурная схема рассматриваемой ЭЭС представлена на рисунке 1.

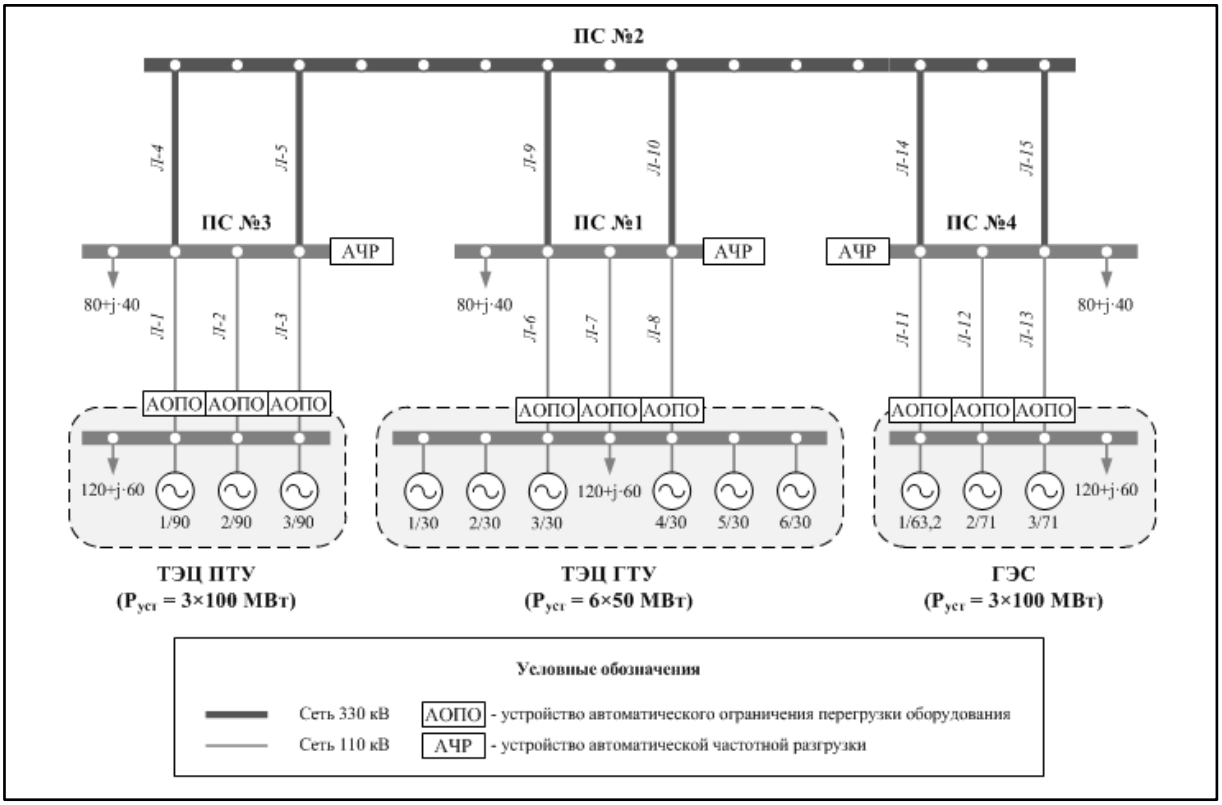


Рис. 1. Структурная схема изолированной энергосистемы

Осциллограммы электромеханических переходных процессов с учётом изменения частоты в случае реализации устройствами АОПО УВ на отключение генераторов электростанций приведены на рисунках 2–4.

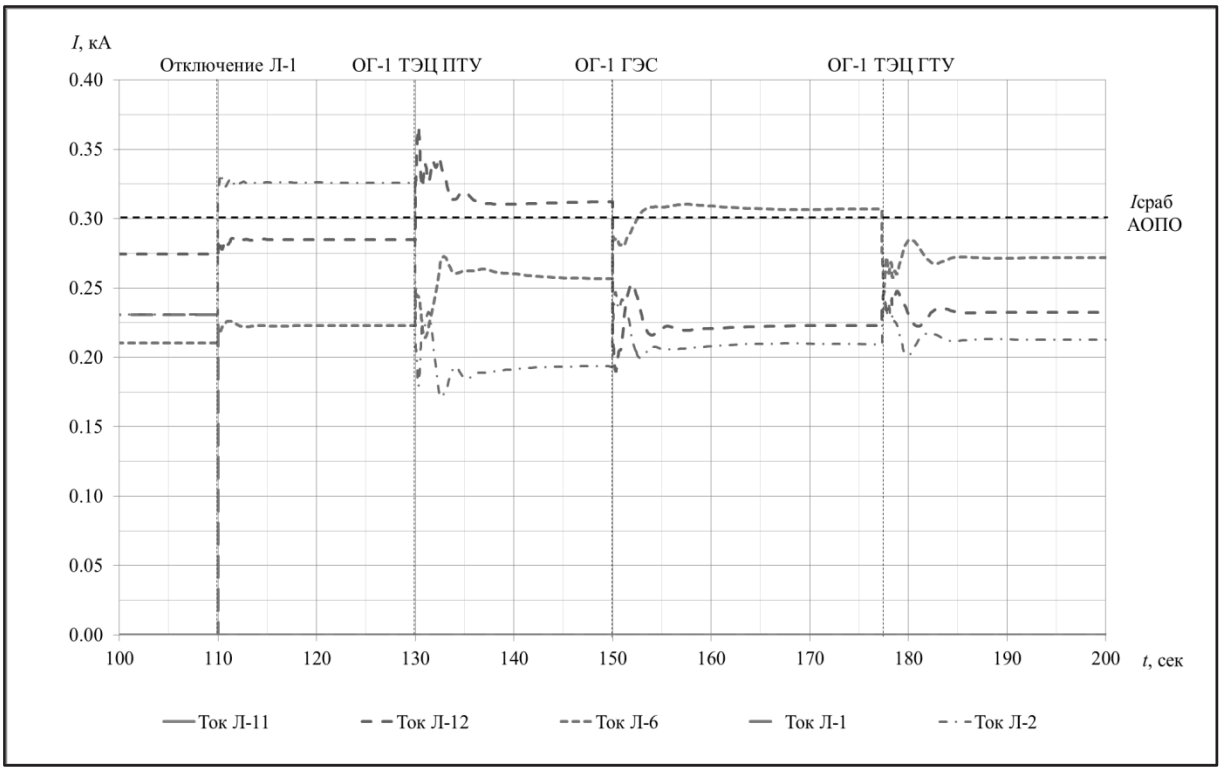


Рис. 2. Изменение величин токов по ВЛ 110 кВ, отходящих от шин электростанций

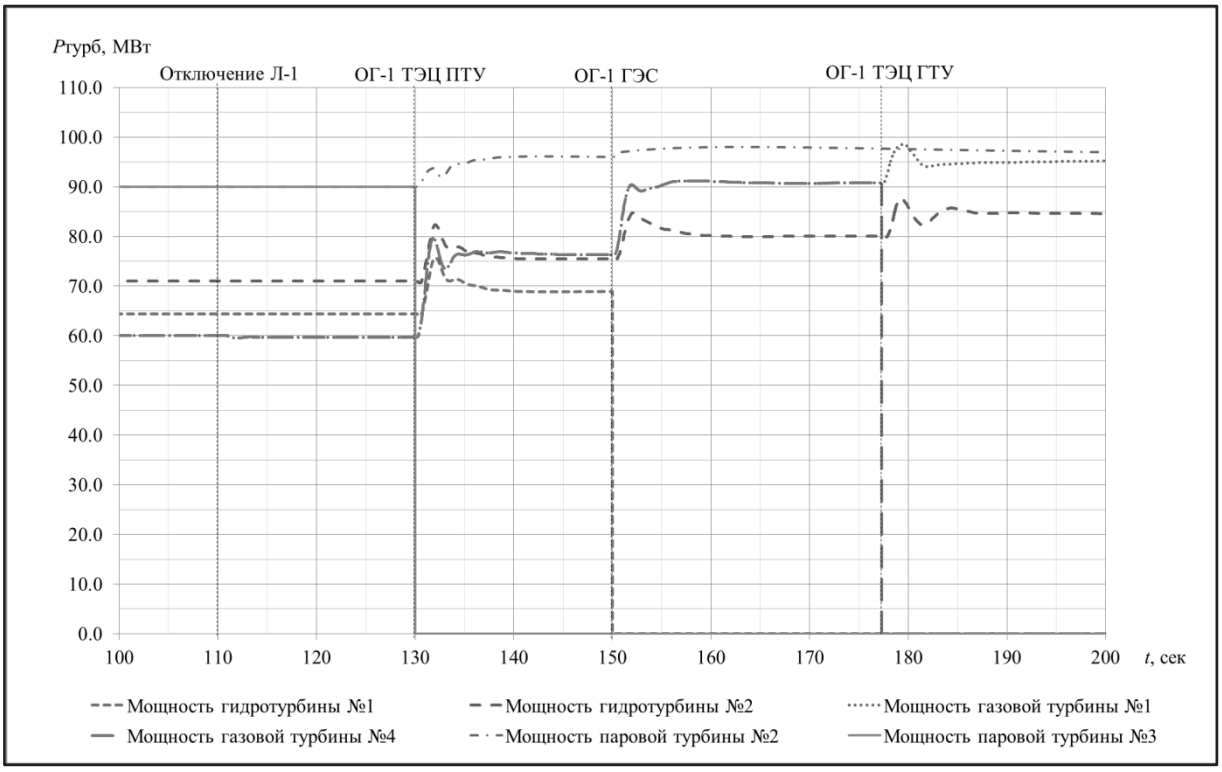


Рис. 3. Изменение загрузки турбин электростанций

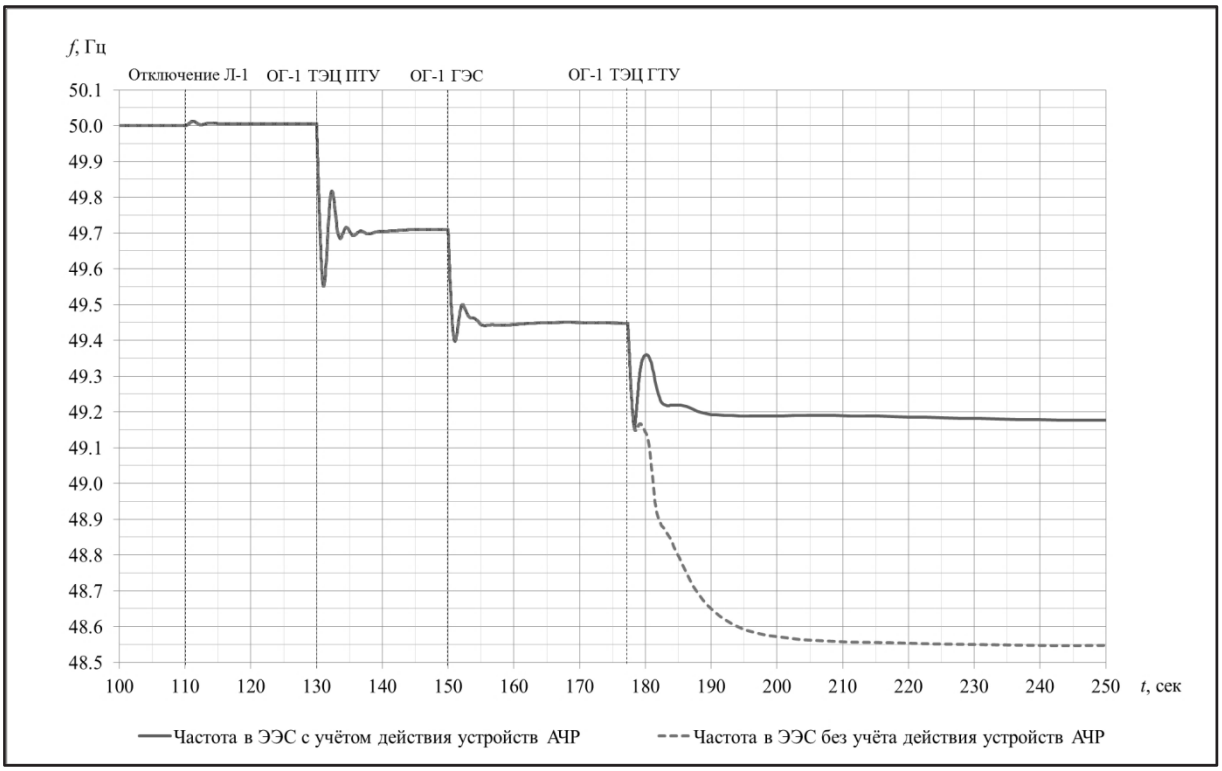


Рис. 4. Изменение частоты переменного тока в ЭЭС

Из рисунков 2–4 видно, что аварийное отключение Л-1 приводит к возникновению недопустимых токовых перегрузок Л-2 и Л-3, превышающих уставки срабатывания устройств АОПО указанных присоединений. В момент времени 130 с происходит отключение ПТУ-3, сопровождающееся быстрым снижением частоты переменного тока до величины 49,55 Гц. Изменение мощности турбин в процессе ПРЧ приводит к возникновению недопустимых токовых перегрузок Л-12, Л-13 и аварийному отключению ГГ-1 гидроэлектростанции в результате срабатывания устройств АОПО указанных присоединений. Последующее за отключением ГГ-1 снижение частоты в ЭЭС приводит к дополнительной загрузке газовых турбин ТЭЦ ГТУ, срабатыванию устройств АОПО отходящих присоединений 110 кВ и аварийному отключению ГТУ-4. В процессе развития аварии частота переменного тока в ЭЭС превышает уставки срабатывания спецочереди АЧР-1, однако не достигает уставок срабатывания устройств АЧР-2 и остаётся на уровне 49,2 Гц. Дальнейшее восстановление частоты до номинального значения будет происходить в автоматическом режиме или по командам диспетчера посредством вторичного регулирования.

Для предотвращения лавины перегрузки и отключений ЛЭП предлагается использование сбалансированных управляющих воздействий (СУВ), которые направлены на разгрузку или отключение генераторов электростанций совместно с отключением нагрузки.

В случае ввода СУВ от устройств АОПО Л-2 и Л-3 лавины перегрузки и отключений ЛЭП не происходит. Таким образом, СУВ позволяет предотвратить возникновение рассматриваемых каскадных аварий и, тем самым, обеспечить надёжное энергоснабжение потребителей в изолированной энергосистеме.

При выборе мест реализации УВ на ОН от рассматриваемых устройств АОПО рекомендуется придерживаться следующего:

1. Приоритетным является отключение потребителей, заведённых под управляющие воздействия любых комплексов ПА, за исключением комплекса автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ);
2. В случае необходимости отключения фидеров, заведённых под АЧР, в первую очередь рекомендуется отключать наименее ответственных потребителей, заведённых под АЧР-2н;
3. Отключение потребителей, заведённых под АЧР, не должно существенно снижать эффективность работы системы АОСЧ;

4. Выбор мест реализации УВ на ОН необходимо проводить с учетом технико-экономической эффективности ввода УВ.

В том случае, если по результатам расчётов электрических режимов изолированной ЭЭС выявлена необходимость в реализации управляющих воздействий от устройств АОПО на отключение генераторов электростанций, то отключение нагрузки по факту каждого ОГ рекомендуется осуществлять одной ступенью, а суммарный объём ОН для каждой ступени ОГ может быть приближённо вычислен по формуле:

$$\Delta P_i^{\text{ОН}} = \Delta P_i^{\text{ОГ}} - \frac{1}{k_{\text{зап}}} \cdot \frac{\Delta f_{\text{доп}}}{f_{\text{ном}}} \cdot k_{fc} \cdot P_{\text{c}}, \qquad (1)$$

где $\Delta P_i^{\text{ОН}}$ – объём отключаемой нагрузки в результате срабатывания i-й ступени АОПО, МВт;

$\Delta P_i^{\text{ОГ}}$ – изменение генерации активной мощности в результате срабатывания i-й ступени АОПО, действующей на ОГ, МВт;

$k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, учитывающий вероятностный характер изменения мощности нагрузки, заведённой под АЧР, во времени (1,1÷1,2);

$\Delta f_{\text{доп}}$ – допустимое отклонение частоты переменного тока в установившемся режиме, Гц;

$f_{\text{ном}}$ – номинальное значение частоты переменного тока, Гц;

k_{fc} – регулирующий эффект энергосистемы (6÷9);

P_{c} – потребление энергосистемы, МВт.

В том случае, если управляющие воздействия от устройств АОПО должны быть направлены на разгрузку генераторов электростанций (РТ), то реализацию УВ на отключение нагрузки рекомендуется осуществлять ступенчато с заданной дискретностью по времени (см. рисунок 5).

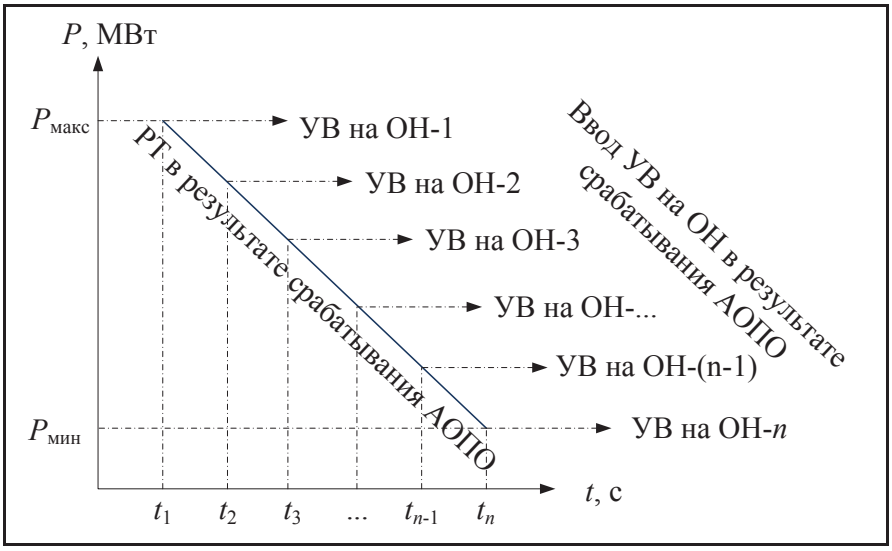


Рис. 5. Принцип ввода УВ на ОН в процессе реализации управляющих воздействий от устройств АОПО на РТ

В связи с возможными различиями в технологических минимумах и скоростях разгрузки отдельных энергоблоков, участвующих в ликвидации недопустимых токовых перегрузок, объём n-го УВ на ОН в процессе РТ может быть приближённо вычислен по следующей формуле:

$$\Delta P_n^{\text{ОН РТ}} = \frac{\sum_{j=1}^{k_{\text{агр}}} \omega_j^{\text{агр.ср}}}{n} \cdot \Delta t_{\text{рт макс}} - \frac{1}{k_{\text{зап}}} \cdot \frac{\Delta f_{\text{доп}}}{f_{\text{ном}}} \cdot \frac{k_{fc} \cdot P_{\text{c}}}{n}, \qquad (2)$$

где $\Delta P_{\text{n}}^{\text{ОН РТ}}$ – объём n-го УВ на ОН в процессе РТ, МВт;

$k_{\text{агр}}$ – количество разгружаемых турбоагрегатов, шт.;

$\omega_{\text{j}}^{\text{агр.ср}}$ – усреднённая скорость разгрузки j-го энергоблока, МВт/с;

$\Delta t_{\text{рт макс}}$ – время разгрузки турбины от номинальной мощности до технологического минимума, с;

n – число ступеней ОН;

$k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, учитывающий вероятностный характер изменения мощности нагрузки, заведённой под АЧР, во времени (1,1÷1,2);

$\Delta f_{\text{доп}}$ – допустимое отклонение частоты переменного тока в установившемся режиме, Гц;

$f_{\text{ном}}$ – номинальное значение частоты переменного тока, Гц;

$k_{f\text{c}}$ – регулирующий эффект энергосистемы (6÷9);

P_{c} – потребление энергосистемы, МВт.

Необходимо отметить, что увеличение числа ступеней воздействия устройств АОПО на ОН позволит уменьшить избыточность отключения потребителей в процессе РТ.

Существенным недостатком СУВ является излишнее отключение потребителей в тех случаях, когда воздействие на ОГ или РТ от устройств АОПО в текущей схемно-режимной ситуации не приводит к отклонениям параметров электрического режима от допустимых значений. Решением данной проблемы может служить усложнение алгоритма ввода СУВ путём учёта в нём доаварийной информации (топология схемы сети, состав и загрузка генерирующего оборудования электростанций и др.).

Необходимо отметить, что для учёта доаварийной информации в устройствах АОПО может потребоваться установка достаточно большого количества устройств телемеханики (УТМ), а также организация в энергосистеме каналов связи для передачи телеизмерений, что является существенным недостатком устройств АОПО, использующих доаварийную информацию.

Наиболее опасными последствиями срабатывания устройств АОПО в изолированных энергосистемах могут являться частотные аварии, вызванные отключением одного или нескольких мощных генераторов электростанций. Указанные аварийные ситуации условно можно разделить на два типа:

1. Частотные аварии, ликвидация которых может быть осуществлена действием локальных устройств АЧР;
2. Аварийные ситуации, ликвидация которых должна осуществляться совместным действием устройств АЧР и дополнительной автоматической разгрузки (ДАР).

В том случае, если в процессе развития частотных аварий отсутствуют условия для возникновения лавины перегрузок, то применение СУВ в устройствах АОПО является нецелесообразным.

В том случае, если для ликвидации токовых перегрузок в изолированной энергосистеме необходим ввод УВ, связанный с возникновением значительных небалансов активной мощности (более 30%) и существует вероятность возникновения лавины перегрузки и отключений ЛЭП, то применение указанных комплексов ПА в такой энергосистеме недопустимо. Энергооборудование, ограничивающее длительно и аварийно допустимые токи в ЭЭС, должно быть заменено и обеспечивать необходимую пропускную способность по току всех сетевых элементов изолированной энергосистемы.

В том случае, если после ввода управляющих воздействий от устройств АОПО на РТ (ОГ) возникает недопустимое снижение напряжения в узлах нагрузки, но не наблюдается случаев возникновения лавины перегрузки и отключений ЛЭП, то указанную проблему необходимо решать путём установки в нагрузочных узлах локальных устройств АОСН с УВ на ОН. Реализация в устройствах АОПО алгоритма СУВ в таких случаях является нецелесообразной ввиду возможности излишнего отключения двигательной нагрузки, а также необходимости в установке дополнительных каналов связи.

В заключение необходимо отметить, что необходимость применения устройств АОПО в изолированных энергосистемах должна определяться проектом, так как организация указанных подсистем ПА может приводить к усложнению принципов действия автоматики, а также требует значительных капитальных затрат на установку всех необходимых каналов связи и УТМ. В большом числе случаев данные обстоятельства приводят к технико-экономической целесообразности замены электроэнергетического оборудования, ограничивающего длительно и аварийно допустимые токи сетевых элементов и ограничению применения устройств АОПО в изолированных ЭЭС.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Окин А.А. Противоаварийная автоматика энергосистем. – М.: МЭИ, 1995.

[2] Баркан Я.Д. Эксплуатация электрических систем. – М.: Высшая школа, 1990.

[3] Беркович М.А. Автоматика энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1991.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ И ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕГРЕВА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

В.Д. Лебедев, Е.С. Зайцев ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

1. ВВЕДЕНИЕ

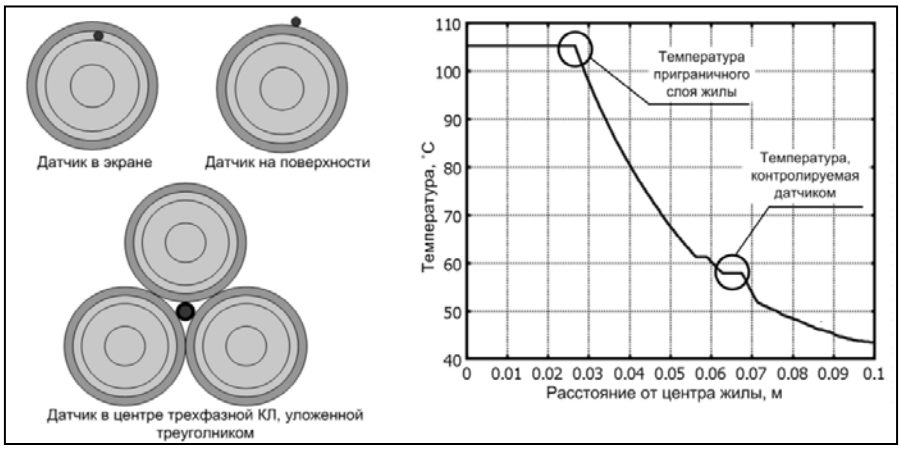
Одной из актуальных задач энергетики России в современных условиях развития экономики и урбанизации населения является обеспечение надежности электроснабжения крупных городов с высокой плотностью населения. Как известно, величина нагрузки в них постоянно растет, что требует строительства дополнительных высоковольтных линий электроснабжения и реконструкции существующих. Из-за сформировавшейся архитектуры таких городов, высокой плотности застройки и потребности высвобождения свободной земли для прокладки линий электропередачи используют высоковольтные кабели. При этом, по причине более высокой надежности работы и эксплуатационных характеристик, наибольшее распространение получили кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ).

Предел передаваемой мощности (пропускная способность) высоковольтных кабельных линий (ВКЛ) в первую очередь ограничивается тепловым режимом работы линий. При увеличении температуры кабеля в рабочем режиме выше 90˚С в изоляции из сшитого полиэтилена начинают происходить необратимые процессы разрушения и старения, которые приводят к резкому сокращению срока службы кабеля и вызывают пробой изоляции.

Пропускная способность ВКЛ зависит от большего количества параметров. Часть из них возможно определить по аналитическим или эмпирическим формулам на стадии проектирования [1], однако, факторы, которые определяют внешние условия окружающей среды, учесть сложно. В результате на практике реальный допустимый ток нагрузки кабелей, обусловленный фактическим температурным режимом, может сильно отличаться от рассчитанного на стадии проектирования [2].

На сегодняшний день эту проблему пытаются решить с помощью оптоволоконных средств мониторинга распределённой температуры в режиме реального времени, которые позволяют определять температурный профиль кабелей как функцию времени [3, 4].

Но, так как оптоволоконный датчик возможно разместить только на поверхности кабеля (в лучшем случае в экране, если его внедрять на стадии производства [5]), то невозможно получить температуру наиболее нагретых слоев изоляции вблизи жилы. На рис. 1, а показаны способы размещения оптических датчиков в конструкции кабельных линий, а на рис. 1, б – результаты расчета распределения температуры по сечению одножильного кабеля в установившемся режиме.



а) б)

Рис. 1. а) – варианты расположение оптического датчика; б) – распределение температуры по сечению одножильного кабеля.

Как видно по рисункам, контролируемая таким образом температура сильно отличается от температуры жилы кабеля. Переменные же нагрузочные режимы кабелей приводят к существенной нестационарности процесса и появлению неконтролируемой методической погрешности [4], поэтому на основе измеряемой таким образом температуры невозможно оценить текущую пропускную способность.

Помимо того, для выполнения превентивных мер по созданию оптимальных токовых нагрузок КЛ, обеспечивающих непрерывность электроснабжения потребителей и снижение вероятности возникновения аварийных событий необходимо прогнозирование изменения температуры кабеля. Для этого требуется динамический расчёт температурного поля в сечении кабельной линии в режиме реального времени, в котором будет учитываться текущая токовая нагрузка жил и наведенные токи в экранах.

Путём к решению указанных проблем, по мнению авторов, является комбинированное использование средств измерения распредёленной температуры поверхности кабелей, математического моделирования и средств измерения величин токов в жилах и в металлических оболочках кабелей. Это, по сути, является созданием системы мониторинга пропускной способности высоковольтных кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Авторами данной работы было подано заявление о выдаче патента РФ на изобретение "Способ мониторинга пропускной способности силовых кабельных линий и система для его осуществления", регистрационный номер заявления 2013137125. Упрощенная схема работы указанной системы представлена на рисунке 2. Вся информация об измеренных токах и распределённой температуре в режиме реального времени поступает в программируемый логический контроллер. Он, в свою очередь, на основе математических алгоритмов производит расчёты, необходимые для оценки текущей пропускной способности ВКЛ и прогнозирования её нагрева. Данные о результатах расчёта передаются на автоматизированное рабочее место (АРМ). В случаях превышения температуры жилы допустимого предела и неблагоприятного прогноза по тепловому режиму система должна выдавать соответствующие сигналы в системы противоаварийной автоматики.

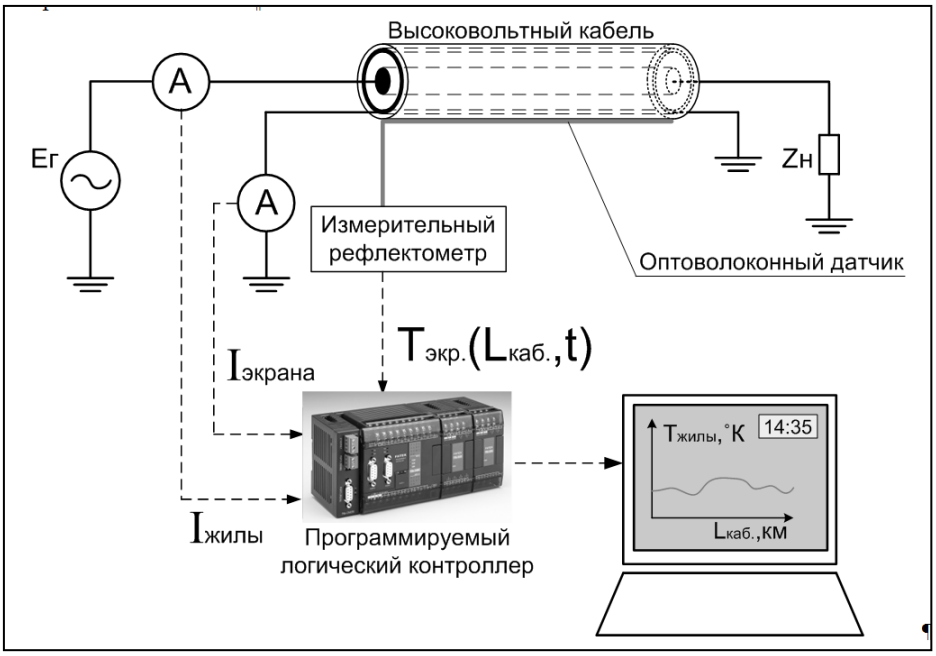


Рис. 2. Упрощенная схема работы системы мониторинга пропускной способности ВКЛ с изоляцией из СПЭ.

Предполагается, что основными задачами системы мониторинга пропускной способности будут следующие:

1. Задача 1, заключающаяся в определении профиля температуры жилы в режиме реального времени.
2. Задача 2, заключающаяся в расчёте текущей величины допустимого тока.

3. Задача 3, заключающаяся в прогнозировании изменения температуры жилы и определении времени, в течение которого наступит перегрев изоляции.

2. ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ

Эти задачи можно решить путём расчёта тепловых схем замещения кабелей, построенных по принципу, изложенному в [6]. Пример такой схемы замещения для одного коаксиального кабеля приведён на рисунке 3. В рассматриваемой схеме источники тока $Q_ж$ и $Q_э$ являются аналогами теплового потока, который возникает из-за джоулевых потерь, создаваемых электрическим током, протекающим по жиле и экрану кабеля, активные сопротивления $R_1 \ldots R_8$ – тепловые сопротивления тепловому потоку, ёмкости $C_1 \ldots C_8$ – теплоёмкости материалов кабеля, и окружающей среды (грунта). Источник $E_{вн}$ имитирует температуру окружающей среды. Потенциалы точек 1 – 8 на схеме эквивалентны температуре соответствующих точек в сечении кабеля и окружающего пространства.

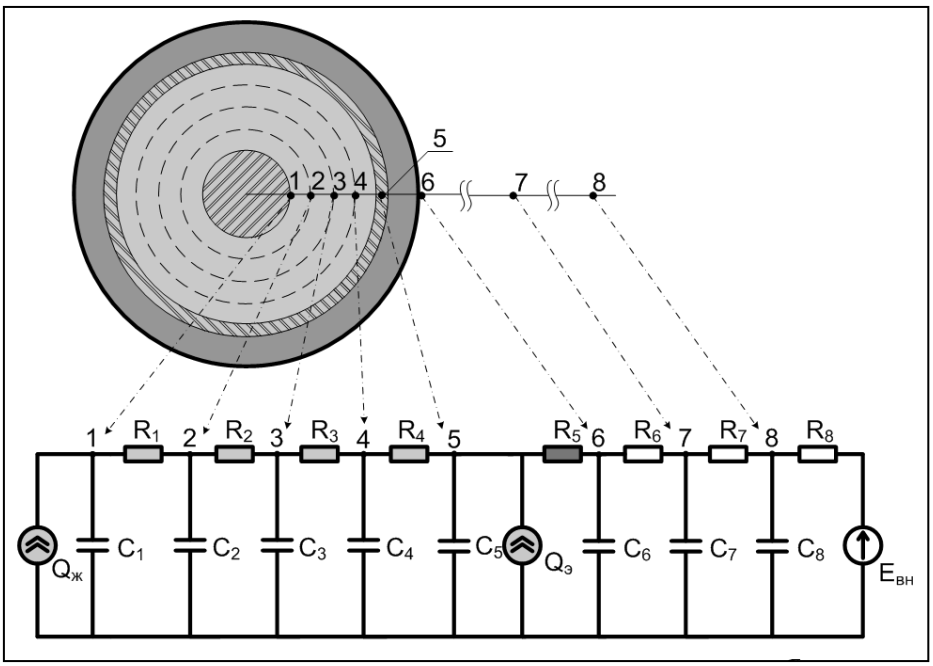


Рис. 3. Тепловая схема замещения коаксиального кабеля.

Произведём расчёт изменения температуры жилы для кабеля фирмы ABB [7] с номинальным напряжением 220 кВ в аварийном режиме, соответствующем отключению одной цепи двухцепной ВКЛ и удвоению нагрузки на оставшейся в работе линии. Кабель проложен на глубине 1,5 метра. Его параметры представлены в таблице 1, а физические свойства материалов в таблице 2.

Таблица. 1. Параметры кабеля

Элемент конструкции	Площадь поперечного сечения, мм^2	Наружный диаметр/радиус, мм	Материал
Токопроводящая жила	1200	42,8/21,4	Медь
Основная изоляция	-	93,8/46,9	СПЭ
Экран	95	97,8/48,9	Медь
Диаметр кабеля	-	111,8/55,9	Полиэтилен

Примечание: в таблице 1 приведены только основные элементы кабеля (не указаны тонкие промежуточные полупроводящие слои и влагозащитная тонкая алюминиевая оболочка).

Таблица. 2. Физические свойства материалов и среды.

Материал	Удельная электропроводность, См/м при Т = 80 °С	Теплопроводность, Вт/(м·К)	Теплоёмкость, Дж/(кг·К)	Плотность, кг/м^3
Медь	$5 \cdot 10^7$	400	393	8920
Полиэтилен	0	0.235	2350	930
Грунт	0	1,0	1515	2000

Пусть токовая нагрузка одной цепи кабельной линии изменяется в соответствии с имитационным графиком суточной нагрузки, представленным на рис. 4, а величина тока в экране составляет 60% от тока в жиле. Смоделируем увеличение тока в кабельной линии при отключении параллельной цепи на пятые сутки после включения ВКЛ под нагрузку. В результате расчёта тепловой схемы замещения получим графики изменения температур жилы и экрана, изображённые на рис. 5. По графику видно, что после отключения одной цепи температура жилы превысит допустимый предел уже в течение первых суток после отключения. Поэтому в такой ситуации необходимо принять меры по разгрузке линии в течение нескольких часов. Кроме того, на графике видна разница температур жилы и экрана, которая меняется в значительных пределах в зависимости от динамики изменения тока нагрузки, что подтверждает тезис о невозможности определения текущей пропускной способности по температуре в экране кабеля.

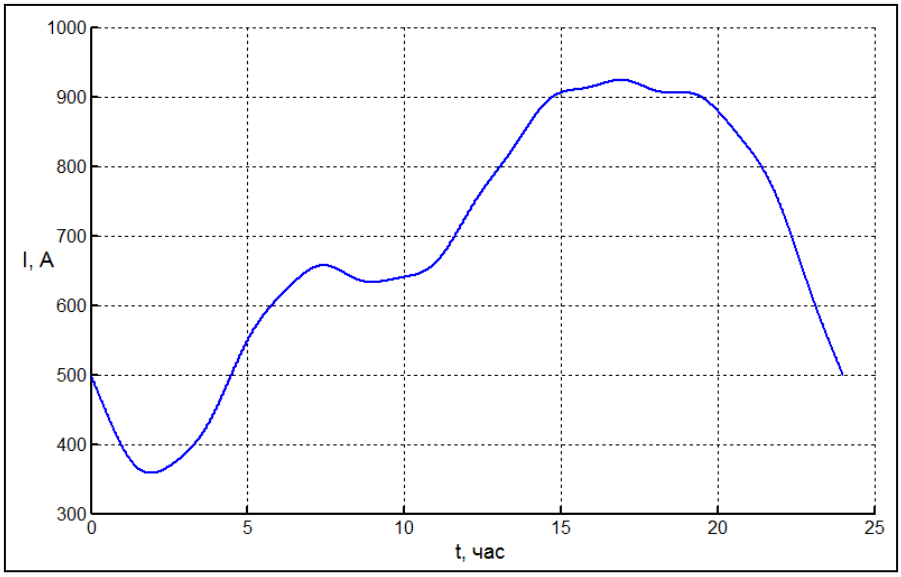


Рис. 4. Имитационный график суточной нагрузки.

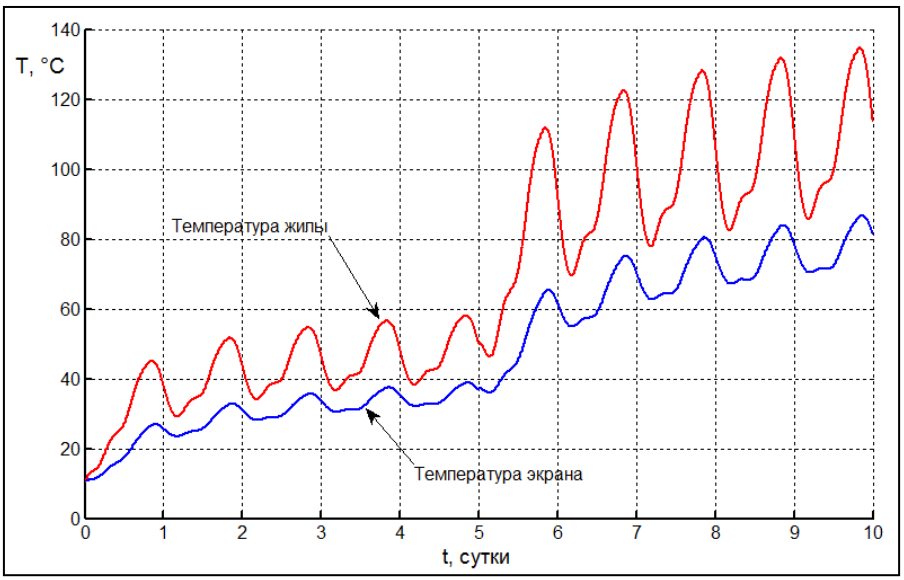


Рис. 5. Графики температур жилы и экрана однофазного кабеля.

3. ПОЛЕВАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Представленная на рис. 3 тепловая модель является приближенной. Её точность зависит от степени дискретизации, а именно, от количества RC-звеньев. Чем больше их, тем точнее расчет. Для трех фаз схема усложняется за счет добавления взаимных тепловых сопротивлений. Расчетный модуль системы мониторинга температуры кабеля должен в режиме реального времени осуществлять расчет температуры вдоль всей длины кабеля, поэтому необходимо оптимально ограничить степень дискретизации, оставив при этом приемлемую точность.

Для определения оптимальной дискретизации, обеспечивающей заданную точность и время расчета, были проведены исследования с помощью специально разработанных моделей кабельных линий в грунте на основе полевых моделей с использования метода конечных элементов в программе COMSOL Multiphysics.

Выполним расчёт изменения температуры центральной жилы трёхфазной кабельной линии, проложенной на глубине 1,5 м под землёй, однофазные кабели которой уложены в плоскости. Математическая модель для совместного решения дифференциальных уравнений электромагнитного поля и теплопроводности в поперечном сечении кабельной линии, токоведущие элементы которой соединены в электрическую цепь, представлена следующими уравнениями:

$$(j\omega\gamma)\dot{A}_z + rot\left(\frac{1}{\mu_a} rot(\dot{A}_z)\right) = \gamma\frac{\Delta\dot{U}}{L} + \dot{\delta}_z^e; \qquad (1)$$

$$div(\alpha \cdot grad(T)) + \frac{q_V}{C_V} = \frac{dT}{dt}; \qquad (2)$$

$$\dot{\delta}_z = -(j\omega\gamma)\dot{A}_z - \gamma \cdot grad(\dot{U}); \qquad (3)$$

$$q_V = \frac{\delta_z^2}{\gamma_0}; \qquad (4)$$

$$\gamma = \frac{\gamma_0}{1 + \alpha_R(T - 293{,}15)}. \qquad (5)$$

Обозначения: A_Z – комплексная компонента векторного магнитного потенциала Вб/м; ω – угловая частота, рад/с; μ_a – абсолютная магнитная проницаемость, Гн/м; ΔU – продольное напряжение, прикладываемое к элементу конструкции модели, В; L – длина конструкции, м; δ_e^z – плотность тока, создаваемая сторонними источниками, А/м; *T* – температура, °К; *t* – время, с; q_V – мощность объемных источников тепла (объёмная плотность тепловыделения), Вт/м^3; C_V– объемная теплоемкость, Дж/(К·м^3); α – температуропроводность, м^2/с; γ_0 – удельная проводимость материала при температуре 20 °С, См/м; α_R – температурный коэффициент сопротивления, 1/К; T – температура, °К.

Выражение (1) является уравнением для расчета плоскопараллельного квазистационарного электромагнитного поля относительно комплексной компоненты векторного магнитного потенциала. Выражение (2) – это дифференциальное уравнение теплопроводности, которое в общем случае определяет изменение распределения температуры во времени в объеме рассматриваемого объекта. Уравнение (3) связывает продольную плотность тока с падением напряжения на массивном проводнике, находящемся в электромагнитном поле и позволяет осуществлять расчёт электрической цепи, содержащей такие проводники. Взаимное влияние электромагнитного и теплового полей представленных уравнениями (1-2) определяется уравнением (4), представляющим собой закон Джоуля-Ленца и определяющим объёмную плотность тепловыделения в проводнике за счет протекающих токов, и уравнением (5), определяющим температурную зависимость проводимости материала токопроводящих частей.

Параметры кабелей и окружающей среды принимаем в соответствии с таблицами 1 и 2. Расчёт осуществляем при следующих исходных данных:

1. ток в жилах: 1055 А;
2. граничные условия для электромагнитного поля: равенство нулю векторного магнитного потенциала;
3. граничные условия для теплового поля:
   1) на поверхности грунта принимаем условия третьего рода с коэффициентом теплоотдачи α_t, определяемым по эмпирической формуле:

   $$\alpha_t = 1{,}163\sqrt{v_в}\left(6 + 3{,}1 \cdot \frac{T_B - T}{v_в^{\,2}}\right), \qquad (6)$$

   где $v_в$ = 4 м/с – скорость ветра; T_B = 10 °С – температура воздуха;
   2) на нижней полукруглой границе принимаем граничные условия второго рода, вычисляя нормальный тепловой поток методом зеркальных изображений;
4. радиус нижней полукруглой границы принимаем равным 3 м.

В результате расчёта имитационной модели в стационарном режиме (dT/dt = 0) получим картину теплового поля, представленную на рис. 6.

Адекватность полевых моделей оценивалась путём сопоставления с точным аналитическим решением уравнений теплопроводности и электромагнитного поля для одного кабеля коаксиальной конструкции, находящегося в однородном грунте [8, 9].

Для расчёта изменения температуры кабелей при суточном графике нагрузки в жилах (рис. 3) необходимо изменить граничные условия для теплового поля, установив постоянную температуру на границе области расчёта 10 °С (граничные условия первого рода). Результаты расчёта температур в сечении однофазного кабеля в переходном режиме с помощью полевой модели совпадают с результатами, полученными с помощью тепловой схемы замещения.

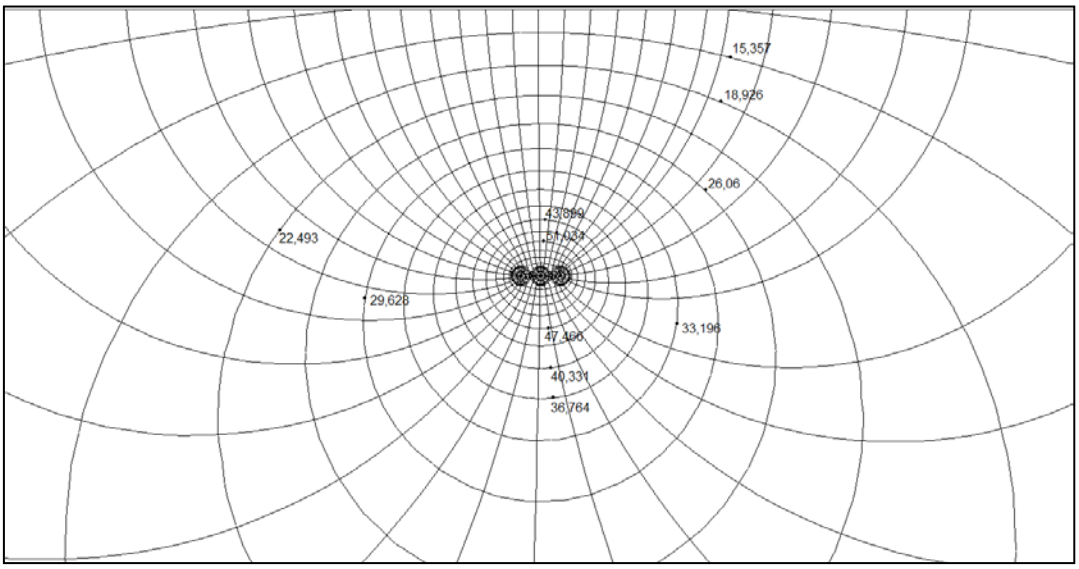


Рис. 6. Картина теплового поля в сечении кабельной линии и окружающем пространстве.

4. ВЫВОДЫ

С помощью полевых моделей можно определять параметры тепловых схем замещения и оценивать адекватность расчётов температуры жилы на их основе для различных конструкций ВКЛ. Применение разрабатываемых математических моделей и алгоритмов в системе мониторинга распределенной температуры совместно со средствами измерения тока в кабелях позволит обеспечить контроль пропускной способности ВКЛ, на основе чего будет возможно оптимизировать нагрузку КЛ. Кроме того, на основе прогноза изменения температурного профиля жилы, можно будет оперативно реагировать на перегрев изоляции кабелей, и таким образом снизить вероятность наступления аварийных событий. Данные меры позволят повысить надежность работы всей электросети, сэкономить капиталозатраты на ее обслуживание и ремонт за счет снижения аварийности и продления срока службы высоковольтных кабельных линий.

Список литературы

[1] ГОСТ Р МЭК 60287 (2009 г.) Кабели электрические. Расчет номинального тока.

[2] Лавров Ю.А. Кабели 6–35 кВ с пластмассовой изоляцией. Факторы эксплуатационной надежности. // Новости электротехники. - 2006 г. - №6.

[3] Ларин Ю.Т., Смирнов Ю.В., Гринштейн М.Л. Применение системы температурного мониторинга с помощью оптического кабеля для контроля распределения температуры вдоль электрического силового кабеля // Кабель-news. - 2009г. - №8. - С. 48-53.

[4] Якунин А.В. Мониторинг теплового режима эксплуатации кабельных линий 110 - 500 кВ. В кн.: Четвёртая Российская научно-практическая конференция с международным участием "Линии электропередачи 2010: проектирование, строительство опыт эксплуатации и научно-технический прогресс": материалы. – Новосибирск. – 2010 г. - С. 306-310.

[5] Мокански В. Силовой кабель высокого напряжения со встроенным волоконно-оптическим модулем // Кабели и провода. - 2009г. - №2 (315). - С. 14-17.

[6] Основы кабельной техники: учебник для студентов высших учебных заведений / под ред. И.Б. Пешкова. – М.: Издательский центр «Академия», 2006. – 432 с.

[7] Официальный сайт компании ABB [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/ab02245fb5b5ec41c12575c4004a76d0/$file/XLPE%20Land%20Cable%20Systems%202GM5007GB%20rev%205.pdf.

[8] Лебедев В.Д., Слышалов В.К., Зайцев Е.С. Математическое моделирование электромагнитного поля коаксиального кабеля с двумя металлическими оболочками // Вестник ИГЭУ. – 2014 г. - №1. - С. 74-80.

[9] Лебедев В.Д., Зайцев Е.С. Моделирование тепловых процессов в кабеле с изоляцией из сшитого полиэтилена средствами MATLAB и SIMULINK. В кн.: Региональная научно-техническая конференция студентов и аспирантов "ЭНЕРГИЯ-2011": материалы. – Иваново. -. 2011 г. – Т. 3, с. 65-69.

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ КОЛА-КАРЕЛЬСКОГО ТРАНЗИТА – «СМЗУ 2.0»

А.В. Жуков, В.Г. Неуймин, С.И. Демидов, А.С. Александров, Д.М. Максименко, О.Д. Роева (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «НТЦ ЕЭС»)

Система мониторинга запасов устойчивости северных районов Тюменской области введена в промышленную эксплуатацию в 2008 году. Она позволяет на основе оцененного режима по заданному перечню траекторий утяжеления рассчитывать предельные режимы, выделять опасные сечения и определять в них максимально допустимые перетоки.

В 2012-2014 году Системным оператором был инициирован проект модернизации данной системы с целью расширения её функций. В результате она имеет возможность учитывать заданные контролируемые сечения, аварийные события, ограничения по току и напряжению и действия противоаварийной автоматики. Основной расчетный модуль был полностью переписан и вся система переведена на серверную часть нового поколения.

В 2014 году система введена в опытную эксплуатацию в ОДУ Северо-Запада и Кольском РДУ. В этой статье приводятся основные результаты работы над проектом.

Структура комплекса

В программном комплексе СМЗУ можно выделить три основных уровня взаимодействия с данными (схема обмена данными приведена на рисунке 1).

Первый уровень – «Сервисы циклической обработки данных» – предназначен для автоматической обработки поступающей телеметрии.

Второй уровень – «База данных» – предназначен для сохранения и обмена данными между компонентами комплекса, а так же для обеспечения целостности информации и контроля прав доступа.

Третий уровень – «Пользовательские программы» – содержит клиентские программы комплекса, отвечающие за его настройку, наполнение информацией и отображение результатов конечному пользователю по его запросу.

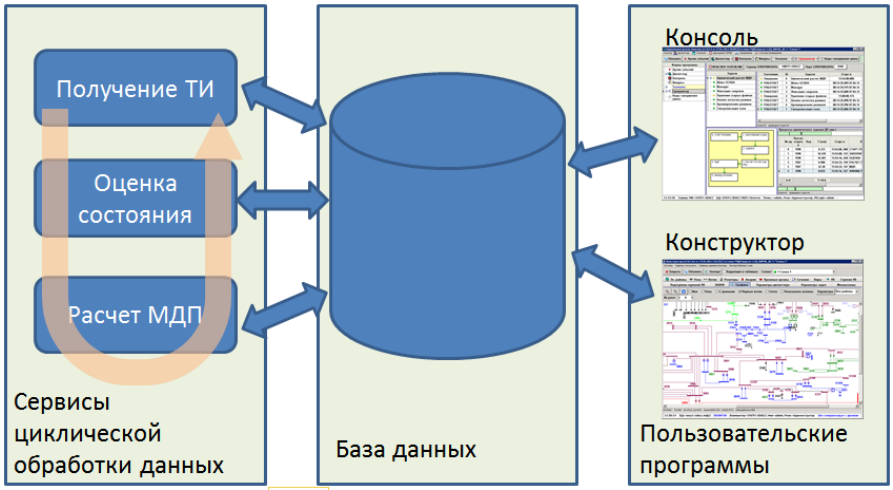


Рис. 1. Основные компоненты комплекса программ СМЗУ

Время работы компонент обработки исходных данных приведено на рисунке 2. Как можно увидеть, основное время тратиться на расчет МДП (46 с) и выполнение оценки состояния (17 с).

Процессы циклического задания (02 мин)

№ пр	Кол-во старто в	Код	Т (сек)	Старт в	Процесс	Пред. код	Пред. Т	Пред. старт
0	233		0.143	16:36:00, 014	СТАРТ РЕЖИМА		0.125	16:33:59, 998
1	233		14.142	16:36:00, 157	ЗАПОЛНЕНИЕ SCADA		17.692	16:34:00, 123
2	233		16.178	16:36:14, 299	ОЦЕНКА		13.43	16:34:17, 815
3	233		1.003	16:36:30, 477	РАСЧЕТ ПОСЛЕ ОЦЕНКИ		0.748	16:34:31, 245
4	233		47.345	16:36:31, 480	МДП		46.17	16:34:31, 993
5	233		0.08	16:37:18, 825	ФИНИШ РЕЖИМА		0.071	16:35:18, 163

Рис. 2. Время работы основных компонент циклической обработки данных

Оценка состояния осуществляется расчетным модулем, специально разработанным Прихно В.Л. для работы в составе серверных версий программных комплексов. Расчетному модулю передаётся срез схемно-режимной информации по узлам и ветвям: базовый режим и телеизмерения по узлам и ветвям схемы. Базовый режим используется для генерации псевдотелеизмерений в случае недостаточности телеизмерений.

Модуль оценивания состояния снабжен программой сопровождения, позволяющей использовать его автономно и предоставляющей возможности рисования однолинейной графики, отображения расчетной информации, ввода/вывода данных, конвертации из/в разные форматы. Изображение главного окна программы приведено на рисунке 3.

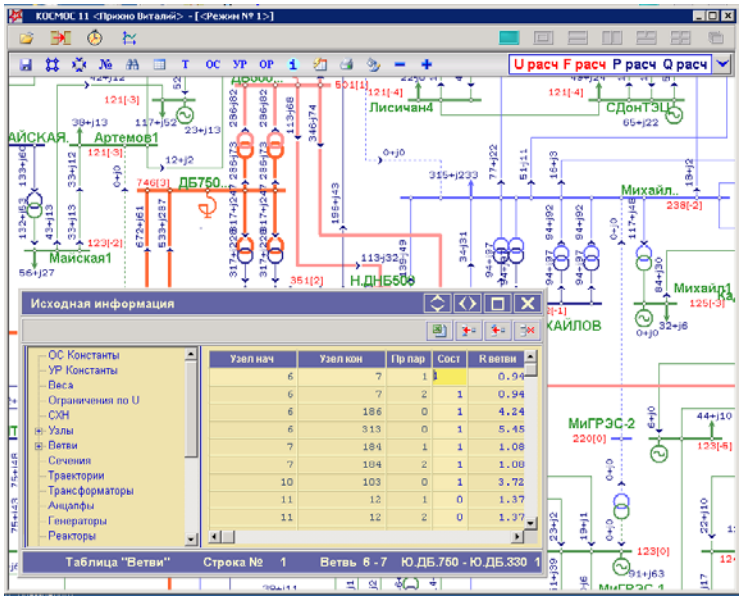


Рис. 3. Программа сопровождения расчетного модуля оценки состояния (ПК Космос)

Расчет максимально допустимых перетоков (МДП) следует сразу за получением установившегося режима из оценки состояния. Работа модуля начинается с проверки исходных данных и расчета управляющих воздействий от противоаварийной автоматики (ПА). Действия автоматики моделируются в дискретной форме и не учитывают возможность их каскадности. При моделировании автоматики пусковые органы на основании контроля предшествующего режима выдают управляющие воздействия. В качестве пусковых органов могут быть использованы отключения линий или генераторов. Предшествующий режим контролируется перетоком по заданному сечению. Управляющими воздействиями могут быть заданные инъекции мощности в узлах схемы, процент изменения текущей мощности узла, изменение мощности группы узлов. Элементы автоматики можно комбинировать с помощью связей между ними. Автоматика для тестовой схемы из дистрибутива RastrWin3 приведена на рисунке 4.

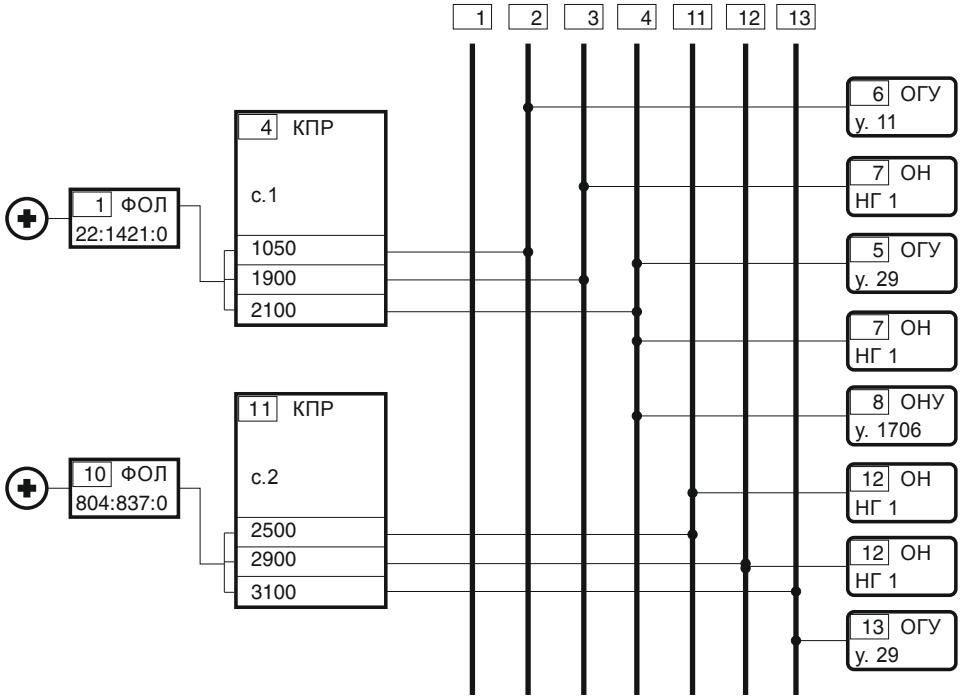


Рис. 4. Пример схемы режимной автоматики

Расчет МДП разбит на четыре крупных этапа:

1) расчет действий ПА на основании текущего режима. Проверка непротиворечивости исходных данных;
2) расчет МДП в нормальной схеме;
3) расчет МДП в послеаварийной схеме;
4) расчет МДП в послеаварийной схеме с учётом действий ПА.

Основой всех расчетов является утяжеление по вектору изменения режима (ВИР), оно выполняется на базе шагов утяжеления в ПК RastrWin. Основными отличиями от обычного утяжеления являются ограничение на пределы изменения параметров элементов и их безразмерность, подробно данный метод изложен в статье [1].

Когда получен предельный режим, программа имеет возможность перемещаться от начала утяжеления до предельного режима в поисках нарушений по току, напряжению.

Цикл расчета МДП в нормальной схеме представлен на рисунке 5. Основными этапами являются утяжеление исходного режима до получения предельного, выделение опасного сечения и ослабление предельного режима до моментов нарушения пределов по напряжению, току и мощности. Выделение опасного сечения производится на базе модуля, разработанного для СМЗУ СРТО [1] и хорошо зарекомендовавшего себя на протяжении 6 лет эксплуатации. Формирование опасного сечения производится на основе анализа матрицы Якоби предельного режима и топологического метода набора сечения из линий с маркерами [2].

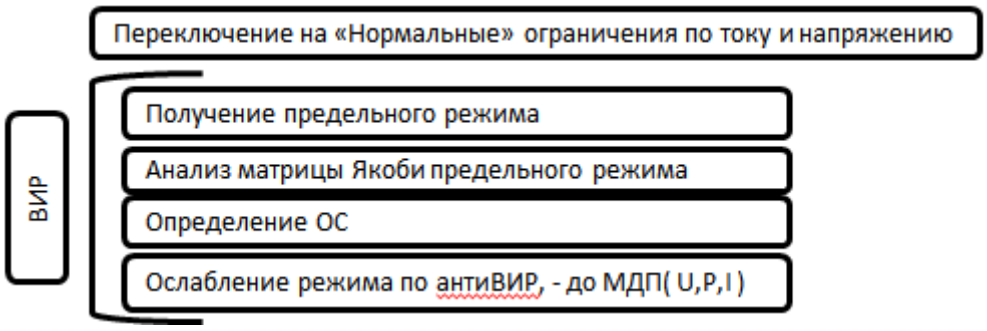


Рис. 5. Цикл по ВИР

Цикл расчета МДП в послеаварийной схеме является надстройкой над циклом расчета по ВИР (рисунок 6). Процесс расчета происходит в условиях применения к исходной схеме аварийных событий и повторении утяжеления по ВИР. Особенностью данного процесса является момент отмены аварийного события и расчет доаварийного перетока мощности в рассматриваемом сечении.

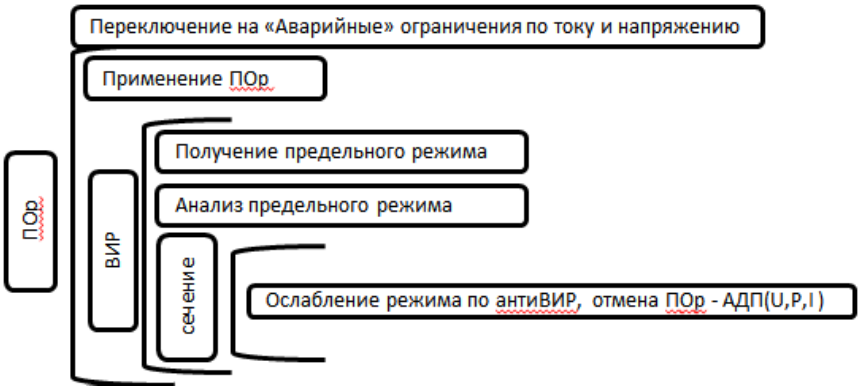


Рис. 6. Цикл по ПОр

Цикл расчета МДП в послеаварийной схеме с учетом действий ПА схематично приведен на рисунке 7. Отличается от предыдущего цикла учётом действий ПА после возникновения аварийных событий.

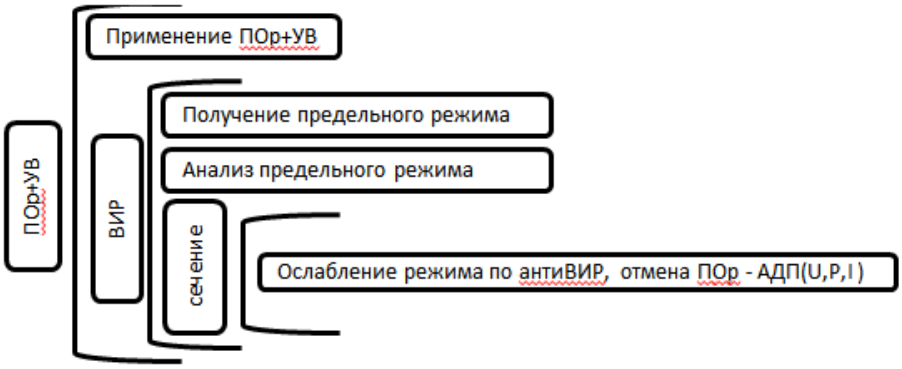


Рис. 7. Цикл по ПОр + ПА

Модуль расчета МДП имеет программу сопровождения на базе ПО RastrWin3, имеющую специализированную панель управления функциями расчета МДП и навигации по сохранённым режимам. Сохраняются :

– режим начального состояния схемы;
– предельный режим по ВИР;
– режим, соответствующий МДП в сечении;
– режим, соответствующий первому нарушению по току;
– режим, соответствующий первому нарушению по напряжению;
– режим с применением аварии к исходной схеме;
– предельный режим по ВИР в схеме с применением аварии к исходной схеме
и др.

Внешний вид этой панели и переключателя приведен на рисунке 8. Панель тестирования также позволяет:

– запустить расчет действий ПА;
– выделить сечение на схеме;
– запустить расчет;
– выделить аварию на схеме.

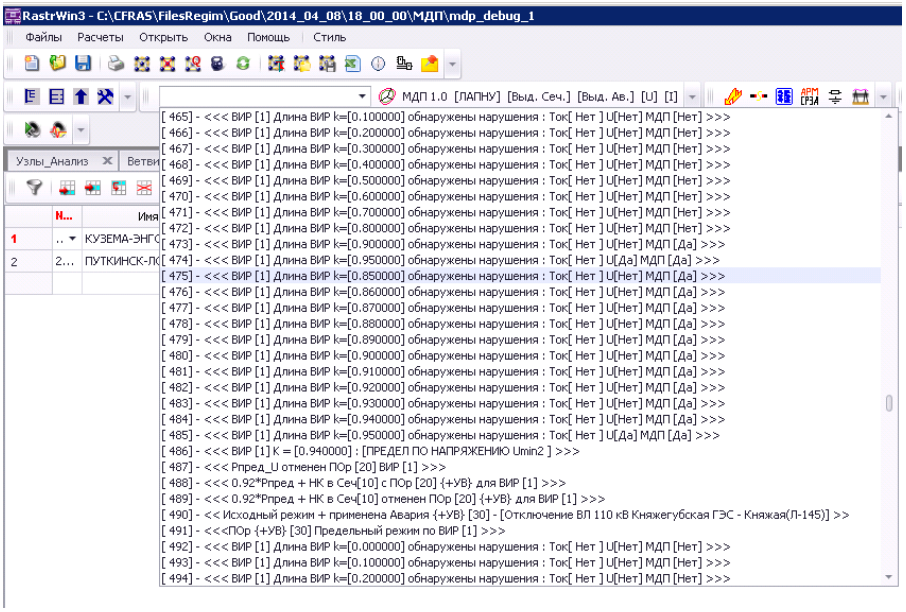


Рис. 8. RastrWin – панель управления расчетным модулем СМЗУ и навигация по сохранённым режимам

Для схемы ОДУ Северо-Запада количество сохранённых режимов 764. Время переключения между ними составляет меньше секунды.

Опыт эксплуатации программного комплекса в ОДУ Северо-Запада и Кольском РДУ.

Для тестирования расчетного модуля МДП применялась полная схема ОДУ Северо-Запада, содержащая около 8000 узлов, время расчета составляло около 10 минут.

Используемая в расчетах на сервере СМЗУ схема содержит 730 узлов и 974 ветви. В схеме задано 3 ВИР и 13 аварийных ситуаций, в Кольском РДУ дополнительно рассматривается внутреннее сечение и аварийное событие, связанное с ним, время прохождения полного цикла расчета составляет 3 минуты.

Графики результатов расчета МДП за 4 часа по двум сечениям приведены на рисунках 9 и 10.

Сформированные опасные сечения совпали с одним из контролируемых сечений – «Кола-Карелия». В процессе настройки системы, когда в некоторых участках схемы образовывались зоны пониженного напряжения, опасные сечения проходили по их границам.

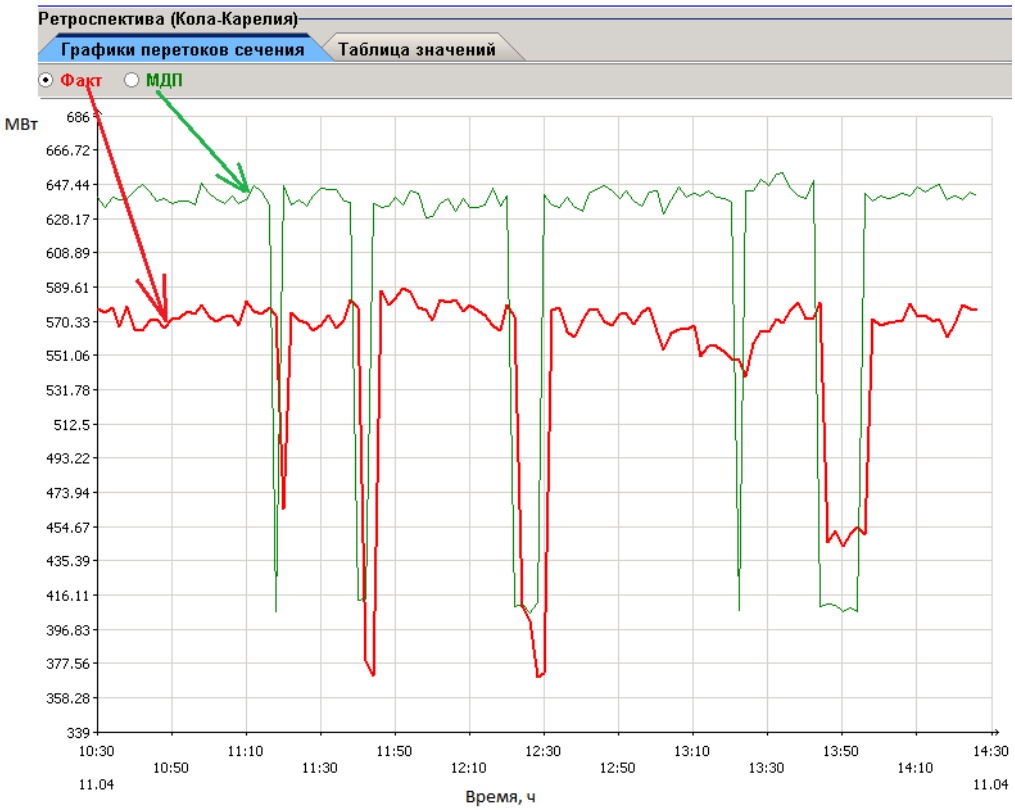


Рис.9. График фактического перетока и рассчитанного МДП в сечении «Кола-Карелия» за 2014.04.11.

Рис. 10. График фактического перетока и рассчитанного МДП в сечении «Ленинград-Карелия» за 2014.04.11.

Выводы.

Функции нового комплекса СМЗУ 2.0 существенно шире, чем у предшественника. Полностью переработана вся СМЗУ СРТО, использующаяся в Тюменском РДУ. С нуля написан модуль определения МДП, добавлен модуль расчета действий ПА, введён расчет в послеаварийных схемах. Вся система переведена на новую серверную платформу и новый модуль оценки состояния.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Неуймин В.Г., Александров А.С., Максименко Д.М. Модуль определения МДП на базе RastrWin в проекте СМЗУ СРТО // Релейная защита и автоматика энергосистем: Сборник докладов XX конференции (Москва, 29 – 31 мая 2012). – Москва: научно – инженерное информационное агентство, 2012. – С. 488 – 495.

[2] Давыдов В.В., Неуймин В.Г., Сактоев В.Е. Определение критических сечений энергосистем в предельных режимах // Изв. РАН. Энергетика и транспорт. 1992. №1. С. 74–80.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Жуков Андрей Васильевич – заместитель директора по управлению ЕЭС, zhukov@so-ups.ru

Неуймин Владимир Геннадьевич – к.т.н., зам. научного руководителя, нач. деп. ОАО «НТЦ ЕЭС», г. Екатеринбург, +7 (343) 362-92-57, vlad@niipt-ems.ru .

Демидов Сергей Иванович – зав. лаб. программных средств систем режимного и противоаварийного управления demidov@niipt-ems.ru

Александров Александр Сергеевич – к.т.н., н.о. эт. расчетов ОАО «НТЦ ЕЭС», системный (ЦДУ)-664-585-22-64, ICQ: 168 942 203, г. Екатеринбург, +7 (343) 362-92-64, ustas@niipt-ems.ru.

Максименко Дмитрий Михайлович – программист ОАО «НТЦ ЕЭС», системный (ЦДУ)-664-585-22-71, +7 343 362-92-71, maksimenko@niipt-ems.ru

Роева Ольга Дмитриевна – зам. зав. лаб. программных средств систем режимного и противоаварийного управления roeva@niipt-ems.ru .

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПИЛОТНОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СИСТЕМНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ

Жуков А.В., Негреев А.П. (ОАО «СО ЕЭС»)
Герасимов А.С., Есипович А.Х., Шескин Е.Б., Штефка Й. (ОАО «НТЦ ЕЭС»)

Значительную роль в обеспечении системной надежности играют системы возбуждения (СВ) и автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных генераторов, от правильной и эффективной работы которых во многом зависит устойчивая параллельная работа генерирующего оборудования ЕЭС России. Своевременное выявление некорректной работы СВ и АРВ синхронных генераторов необходимо как персоналу электростанции, где выявлено нарушение работы систем и регуляторов возбуждения, так и диспетчерскому персоналу ОАО «СО ЕЭС» для принятия неотложных мер по предотвращению возникновения в ЕЭС России аварийных ситуаций и ускорению восстановления ее нормального режима работы.

Для решения вышеуказанной задачи в период с 2010–2012 года осуществлялась разработка **системы мониторинга системных регуляторов (СМСР)**, предназначенной для оценки в автоматическом режиме правильности функционирования любых типов СВ и АРВ синхронных генераторов в эксплуатационных и аварийных режимах работы энергосистемы. Своевременное выявление неисправного оборудования и оперативное выполнение мероприятий по ликвидации выявленных неисправностей в работе СВ и АРВ (корректировка настроек АРВ, устранение неполадок в СВ синхронных генераторов и пр.) позволит повысить устойчивость параллельной работы генерирующего оборудования в энергосистеме, предотвратит или снизит вероятность возникновения аварийного процесса в энергосистеме.

Основной функцией созданной СМСР является своевременное выявление незатухающих низкочастотных синхронных колебаний в эксплуатационных и послеаварийных режимах работы энергосистемы с определением генератора, являющегося их источником. Алгоритмы СМСР позволяют также идентифицировать пять характерных неисправностей в системе возбуждения генератора, а именно:

1. Некорректность работы АРВ при возникновении в энергосистеме дефицита/избытка мощности.
2. Отсутствие или несвоевременный ввод релейной форсировки возбуждения.
3. Преждевременное снятие форсировки возбуждения.
4. Некорректность работы ограничителя минимального возбуждения.
5. Некорректность работы ограничителя двукратного тока возбуждения.

Архитектура разработанной СМСР является иерархической, состоящей из двух уровней (см. рис. 1): нижнего станционного и верхнего, установленного в соответствующем диспетчерском центре ОАО «СО ЕЭС».

Технический комплекс СМСР станционного уровня обеспечивает измерение, обработку и анализ информации о функционировании АРВ и СВ. Он включает в себя следующие основные компоненты: измерители, представляющие собой устройства сбора и первоначальной обработки информации; анализатор (центр сбора и обработки информации), на котором устанавливается программное обеспечение, выявляющее неисправности в работе АРВ и СВ; локальную вычислительную сеть – сеть Ethernet, связывающую все компоненты СМСР на электростанции в единую информационную систему.

Технический комплекс СМСР верхнего уровня представляет собой средства визуального отображения данных на диспетчерском пункте ОАО «СО ЕЭС», получаемых от систем мониторинга станционного уровня в режиме реального времени.

Для каждого генератора электростанции предусматривается индивидуальный измеритель электрических параметров его режима работы, на входы которого подаются три фазных тока, три фазных напряжения статора генератора, напряжение возбуждения и ток возбуждения генератора. Измеритель осуществляет сбор и обработку полученной информации о параметрах работы генератора и вычисляет необходимые для мониторинга АРВ и СВ параметры. В качестве измерителей СМСР используются векторные измерительные преобразователи (PMU). Для

осуществления корректного анализа работы АРВ и СВ все измерители синхронизированы по времени путем использования внешнего блока синхронизации (БС) с использованием приемников систем GPS или ГЛОНАСС, который обеспечивает подачу синхронизирующих импульсов одновременно на все измерители генераторов электростанции. Вычисленные и измеренные в измерителях массивы данных о параметрах работы буферизуются и по локальной вычислительной сети передаются в анализатор в режиме реального времени по протоколу С37.118 с заданной периодичностью.

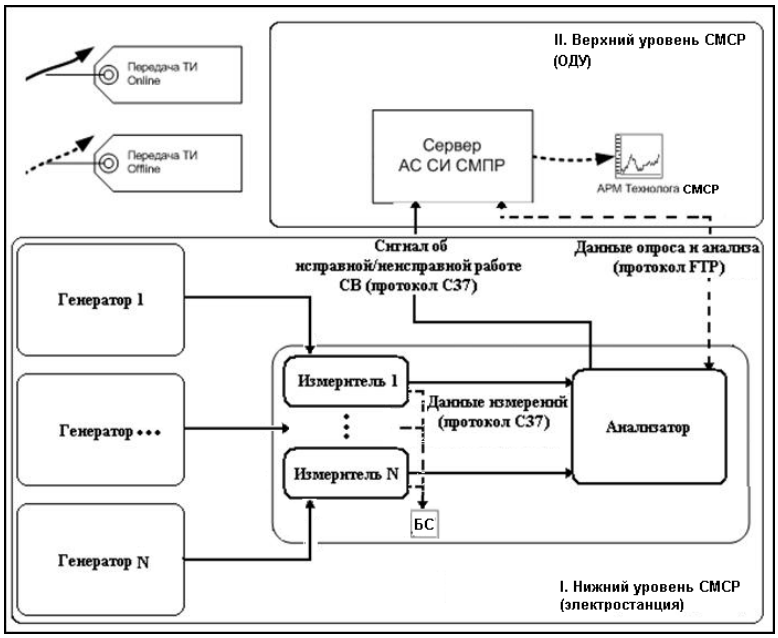


Рис. 1. Структурная схема системы мониторинга системных регуляторов

В качестве анализатора в СМСР используется PC-сервер с установленным Ethernet-контроллером для получения и передачи массивов данных. Анализатор циклически формирует линейный архив, производит анализ данных по алгоритмам оценки правильности функционирования СВ и АРВ и при выявлении факта некорректной работы СВ или АРВ создает аварийный архив и сигнал для передачи на верхний уровень в диспетчерский центр ОАО «СО ЕЭС». В случае корректной работы СВ или АРВ на верхний уровень передается информационный сигнал исправности их работы один раз в секунду.

Для передачи информации со станционного на верхний уровень в СМСР используется ресурс развернутой в ОАО «СО ЕЭС» автоматизированной системы сбора информации системы мониторинга переходных режимов (АС СИ СМПР), предназначенной для передачи информации от векторных регистраторов PMU, установленных на объектах электроэнергетики, в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС».

Все сигналы корректной/некорректной работы СВ и АРВ принимаются на верхнем уровне в режиме on-line. Данные линейного и аварийного архивов анализатора доступны АС СИ СМПР в режиме off-line по протоколу FTP. Это обеспечивает возможность получения и обработки результатов мониторинга в АРМ технолога (получение осциллограмм эксплуатационных и аварийных режимов, подробный анализ неисправностей). На базе АС СИ СМПР в диспетчерском центре ОАО «СО ЕЭС» создается автоматизированное рабочее место технолога – АРМ СМСР, в котором отображается вся информация о правильности функционирования СВ и АРВ генераторов.

В декабре 2013 года по результатам успешно завершившихся комплексных испытаний введена в промышленную эксплуатацию пилотная СМСР на Северо-Западной ТЭЦ (нижний уровень) и в филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада (верхний уровень). В настоящее время разработан рабочий проект СМСР на Краснодарской ТЭЦ (нижний уровень) и в филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (верхний уровень).

Критерии и алгоритмы, положенные в основу СМСР, разработаны ОАО «НТЦ ЕЭС» с учетом многолетнего опыта испытаний и аттестации автоматических регуляторов возбуждения, предназначенных для работы в условиях ЕЭС России.

Основной функцией созданной СМСР является своевременное выявление незатухающих низкочастотных синхронных колебаний в эксплуатационных и аварийных режимах работы энергосистемы с определением генератора, являющегося их источником.

Для реализации основной функции СМСР – выявления источника синхронных колебаний – был разработан простой и ясный критерий, который заключается в сравнении фаз колебаний напряжения статора генератора и его реактивной мощности. Таким образом:

1. Для генератора, являющегося источником колебаний, изменение реактивной мощности и тока возбуждения практически совпадает по фазе с изменением напряжения генератора, или фаза колебаний реактивной мощности находится в одном квадранте с фазой колебаний напряжения и превышает ее на величину, не больше заданной;

2. Для генераторов, источниками колебаний не являющихся, изменение реактивной мощности и тока возбуждения находится практически в противофазе с изменением напряжения соответствующего генератора.

Указанные критерии легко поддаются формализации и представляются в виде алгоритмов, что особенно важно для построения автоматизированной системы контроля работы АРВ и СВ.

Анализ синхронных колебаний производится в нормальном режиме. Для определения сдвига фаз колебаний напряжения и реактивной мощности используется корреляционный метод. Вычисляются два коэффициента корреляции: один непосредственно по исходным данным (kUQ), а для вычисления второго (kUQ1) используются данные по реактивной мощности, прошедшие программный блок временной задержки. Таким образом, коэффициент взаимной корреляции между напряжением и реактивной мощностью максимален и равен единице, когда сдвиг фаз сравниваемых колебаний равен нулю. С увеличением разности фаз значение коэффициента корреляции уменьшается. Если генератор – источник синхронных колебаний, задержка времени данных реактивной мощности уменьшит разность фаз между двумя сигналами, в результате чего второй коэффициент взаимной корреляции станет больше первого. Сравнение коэффициентов корреляции позволяет сделать заключение о том, что генератор – источник синхронных колебаний в энергосистеме, когда значение коэффициента корреляции kUQ превышает заданное пороговое значение или, если коэффициент корреляции kUQ генератора не превышает пороговое значение, но для этого генератора справедливо соотношение kUQ1 > kUQ. Если коэффициенты корреляции kUQ превышают пороговые значения сразу у нескольких генераторов, то все они определяются как источники синхронных колебаний.

Кроме того, для отстройки от шумовых колебаний, вводится проверка по среднеквадратичному отклонению реактивной мощности, вычисленному за заданный период времени. Если это отклонение больше заданного порогового значения, которое определяется экспериментально на основании данных нормального режима работы, формируется сигнал о неправильной работе АРВ.

Для проверки функции выявления источника синхронных колебаний при проведении комплексных испытаний использовались встроенные в АРВ синхронных генераторов ПГУ-1 Северо-Западной ТЭЦ генераторы тестовых меандрового и синусоидального сигналов с настраиваемой частотой.

Результаты эксперимента для генератора Г-3 приведены на рис. 2.

На осциллограмме рис.2 представлены следующие измеренные и рассчитанные параметры для генератора Г-3:

1. Реактивная мощность генератора Qг.
2. Напряжение прямой последовательности статора генератора Uг.
3. Признак ошибки Osh.
4. Коэффициенты корреляции kUQ и kUQ1.
5. Среднеквадратичное отклонение реактивной мощности sQ.

Из рисунка следует, что до включения тестового сигнала коэффициенты корреляции были отрицательны, а величина sQ была близка к нулю, то есть имели место незначительные по амплитуде и практически противоположные по фазе колебания напряжения и реактивной мощности генератора.

После активации источника тестового сигнала возникли синфазные колебания реактивной мощности и напряжения частотой 0,5 Гц значительной амплитуды, которые практически сразу же были выявлены СМСР (признак ошибки Osh изменил свое значение с нуля на единицу).

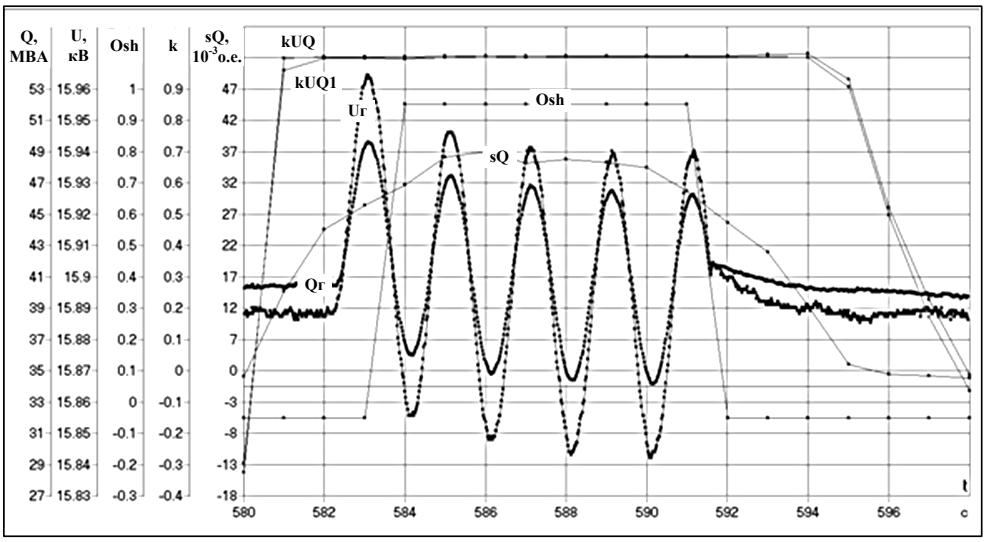


Рис. 2. Результат активации источника тестового синусоидального сигнала частотой 0,5 Гц в АРВ генератора Г-3 ПГУ-1 Северо-Западной ТЭЦ

После того, как генератор тестового сигнала был отключен, признак ошибки снова принял нулевое значение.

Такой же эксперимент был выполнен для тестового сигнала с частотой 2 Гц. Его результаты подтверждают, что колебания высокой частоты также успешно и своевременно выявляются СМСР.

В период опытной эксплуатации СМСР на Северо-Западной ТЭЦ были получены результаты, подтверждающие эффективность системы мониторинга.

Так, в начале периода опытной эксплуатации имело место большое число срабатываний СМСР, определяющих ошибку «Колебания» на генераторах Г-1 и Г-2 ПГУ-1 Северо-Западной ТЭЦ, оснащенных системными стабилизаторами PSS1A. При этом ошибка «Колебания» чаще фиксировалась на генераторе Г-1. Анализ аварийных осциллограмм показал, что алгоритм выявления генератора, являющегося источником синхронных колебаний, функционирует корректно: АРВ генераторов Г-1 и Г-2 работают неэффективно и не демпфируют низкочастотные колебания в энергосистеме [5].

Этот результат подтверждает выводы, сделанные по результатам комплексных испытаний энергоблока №1 Северо-Западной ТЭЦ при его параллельной работе с энергосистемой Nordel, описание которых приведено в [3].

Кроме того, регуляторы Г-1 и Г-2 настроены одинаково, в то время как параметры Г-1 и Г-2 (в том числе и постоянные времени обмоток возбуждения (Td0)) значительно отличаются, что привело к более частым срабатываниям СМСР по ошибке «Колебания» на Г-1, чем на Г-2. Полученные результаты подтвердили неэффективность стабилизаторов типа PSS1A, структура которых, как показали многочисленные аттестационные испытания, проведенные на ЦАФК ОАО «НТЦ ЕЭС» в 2010–2012 гг., принципиально не позволяет обеспечить демпфирование межзональных колебаний низкой частоты [4]. Применение подобных стабилизаторов в ЕЭС России не рекомендовано.

При этом настройки регулятора возбуждения AVR-3M генератора Г-3 выбраны правильно и обеспечивают эффективную стабилизацию параметров электрических режимов [5].

В период опытной эксплуатации СМСР были проведены работы по замене системных стабилизаторов PSS1A на стабилизаторы PSS2B, что позволило оценить эффективность их работы с помощью данных системы мониторинга. В процессе пуско-наладочных испытаний генераторов ПГУ-1, проводившихся после замены системных стабилизаторов, СМСР зафиксировала множественные ошибки «Колебания» для генераторов Г-1 и Г-2. Анализ осциллограмм показал, что при вводе в работу системных стабилизаторов имели место случаи самораскачивания генераторов, которые и были зафиксированы системой мониторинга.

Пример такой осциллограммы приведен на рис. 3. Видно, что в некоторый момент времени при отсутствии внешних возмущений возникли колебания напряжения и существенные колебания реактивной мощности (амплитуда 13 МВАр) генератора Г-2. Частота колебаний составила примерно 0.17 Гц (период 6 с).

На рис. 3 приведены измеренные значения напряжения статора Uг и реактивной мощности Qг генератора Г-2. Очевидно, что колебания этих параметров синфазны, что подтверждают значения коэффициентов корреляции kUQ и kUQ1, которые равны 1. При этом амплитуда колебаний оказалась достаточной для того, чтобы значение среднеквадратичного отклонения реактивной мощности sQ превысило заданную в настройках анализатора СМСР уставку.

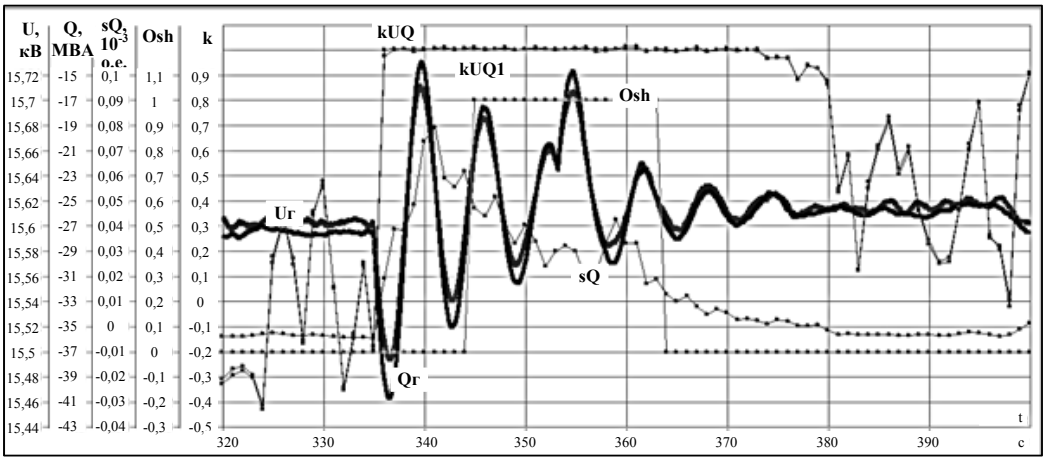


Рис. 3. Измеренные и рассчитанные параметры генератора Г-2 во время возникновения синхронных колебаний в процессе пуско-наладочных испытаний

Для сравнения на рис. 4 приведена осциллограмма с теми же параметрами для генератора Г-3, для которого ошибка не была зафиксирована.

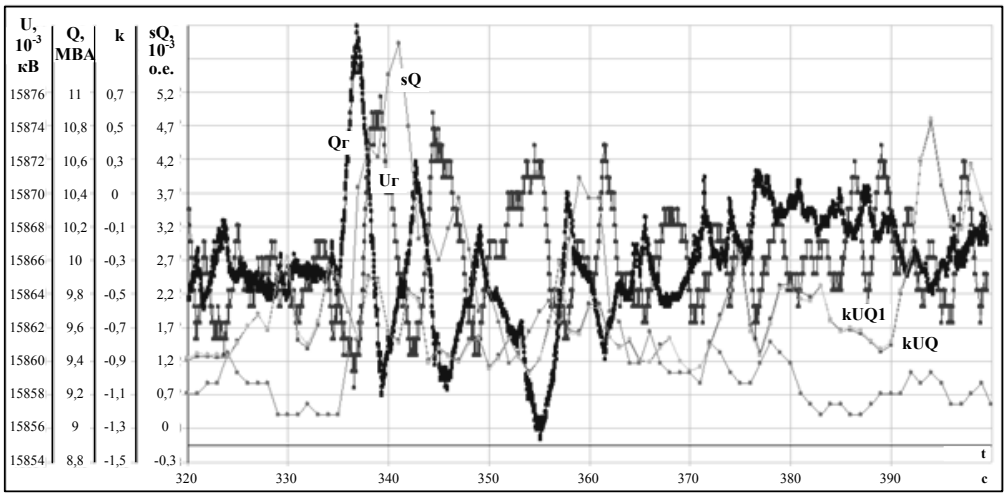


Рис. 4. Измеренные рассчитанные параметры генератора Г-3 во время возникновения ошибки «Колебания» на генераторе Г-2

Из рис. 4 следует, что колебания напряжения и реактивной мощности генератора Г-3 находятся практически в противофазе, что свидетельствует об эффективности настройки каналов стабилизации АРВ генератора Г-3.

В период опытной эксплуатации с помощью СМСР было выявлено, что программное обеспечение АРВ систем возбуждения Thyripol (Siemens) генераторов Г-1 и Г-2 не соответствует требованиям СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов», а именно, в программном обеспечении этих регуляторов отсутствует функция релейной форсировки возбуждения. Действительно, во время короткого замыкания, имевшего место в энергосистеме, напряжение на статоре Г-1, Г-2 и Г-3 снизилось до 79%, что значительно ниже уставки срабатывания

релейной форсировки возбуждения (0.85Uтек). Вместе с тем релейная форсировка была введена только на генераторе Г-1, оснащенном регулятором возбуждения типа AVR-3M компании «Силовые машины» (рис. 5), а релейная форсировка на АРВ систем возбуждения Thyripol не вводилась (рис. 6).

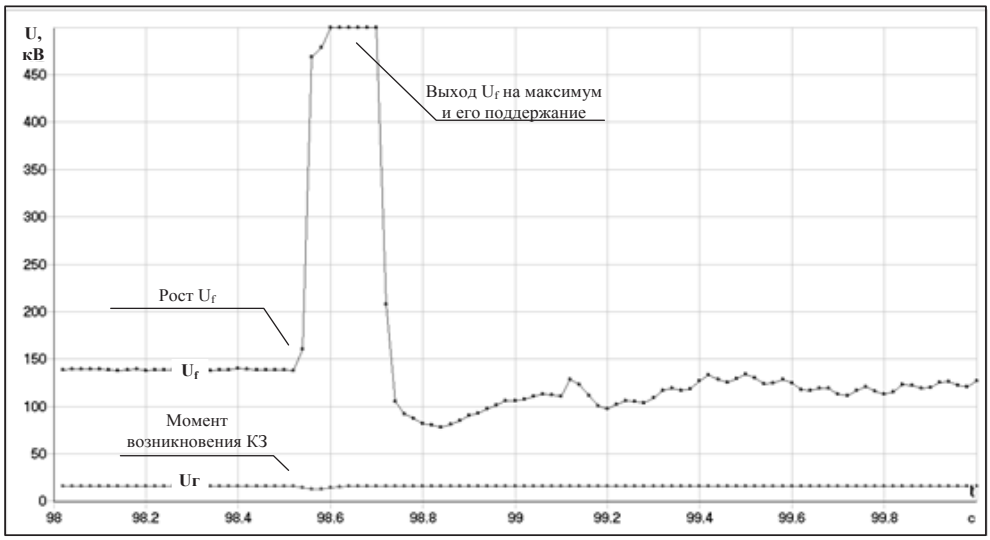


Рис. 5. Напряжение статора и напряжение возбуждения Г-3 при возникновении короткого замыкания в сети

Таким образом, работа СМСР позволила установить, что компания Siemens не выполнила обязательства, зафиксированные в протоколе сертификационных испытаний, состоявшихся в ОАО «НТЦ ЕЭС» в октябре 2011 года, и поставила на Северо-Западную ТЭЦ для регуляторов системы возбуждения Thyripol несертифицированное программное обеспечение.

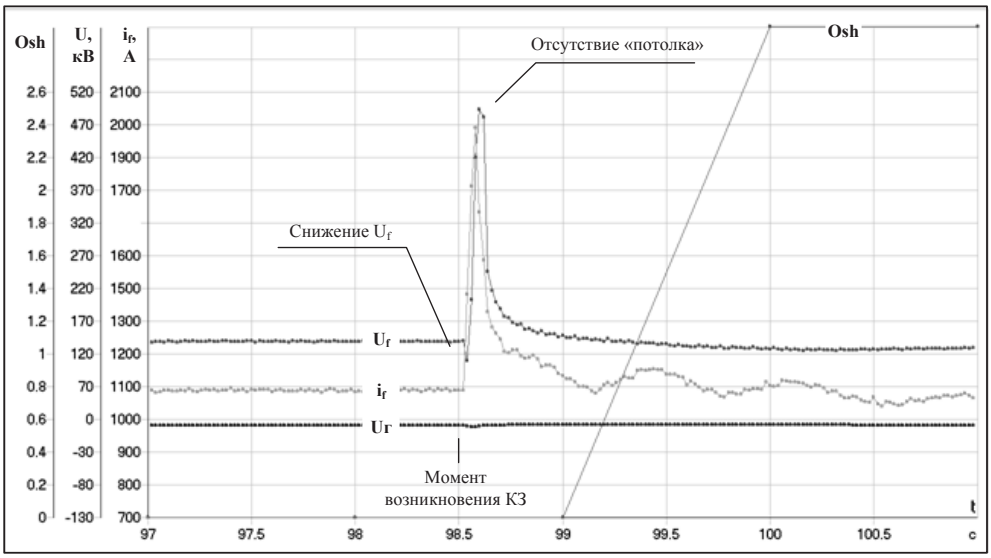


Рис. 6. Отсутствие форсировки возбуждения Г-2 при возникновении короткого замыкания в сети

СМСР прошла широкомасштабную проверку в условиях физической модели на ЦАФК ОАО «НТЦ ЕЭС» [2], при проведении комплексных испытаний и в процессе опытной эксплуатации. Эта проверка показала, что все алгоритмы СМСР функционируют корректно. Разработанная система мониторинга системных регуляторов обеспечивает **объективный независимый контроль АРВ и СВ и позволяет выявить как неэффективность их функционирования, так и несоответствие программного обеспечения АРВ требованиям СТО 59012820.29.160.20.001-2012.**

В настоящее время разработан проект аналогичной системы мониторинга АРВ и СВ для генераторов Краснодарской ТЭЦ. Реализация проекта намечена на 2014–2015 гг.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Гущина Т.А., Герасимов А.С., Есипович А.Х., Зеккель А.С., Кирьенко Г.В. Опыт использования цифро-аналого-физического комплекса для обеспечения системной надежности ЕЭС России // Электрические станции. №12. 2005.

[2] Герасимов А.С., Есипович А.Х., Штефка Й., Шескин Е.Б., Негреев А.П. Реализация пилотного проекта системы мониторинга функционирования систем возбуждения и АРВ на генераторах энергоблока №1 филиала ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» «Северо-Западная ТЭЦ» [Текст] / А.С. Герасимов. // Мат-лы III Международной научно-техн. конф. «Энергетика глазами молодежи» – Екатеринбург, 2012.

[3] Герасимов А.С., Есипович А.Х., Зеккель А.С., Гилев А.М., Грязнов И.Ю., Пайвин А.А., Рейник Д.О. Оптимизация настройки регуляторов возбуждения генераторов Северо-Западной ТЭЦ для обеспечения ее параллельной работы с энергосистемой NORDEL // Электрические станции. № 4. 2004.

[4] A. Burmistrov, E. Popov, A. Urganov, A. Gerasimov, A. Esipovich. Estimation of efficiency of modern excitation controllers of synchronous machines in the conditions of physical model of a complex power system and suggestion of estimation technique and criteria as an addition to the IEC standard. CIGRE 2012.

[5] Герасимов А.С., Есипович А.Х., Штефка Й., Шескин Е.Б., Жуков А.В., Негреев А.П. Результаты комплексных испытаний и опытной эксплуатации пилотной системы мониторинга системных регуляторов [Текст] / А.С. Герасимов // Мат-лы IV Международной научно-техн. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем» – Екатеринбург, 2013.

ОСОБЕННОСТИ ПРИВЛЕЧЕНИЯ К АВТОМАТИЧЕСКОМУ ВТОРИЧНОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ ЧАСТОТЫ ЭНЕРГБЛОКОВ ТЭС В ПАВОДКОВЫЙ ПЕРИОД

Жуков А.В., Сацук Е.И., Сафронов А.Н. (ОАО «СО ЕЭС»)

1. ВВЕДЕНИЕ

При автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности решается задача поддержания планового баланса мощности в энергосистемах путем компенсации постоянно существующих нерегулярных колебаний мощности и возникающих аварийных отключений генерирующего оборудования или нагрузки потребителей.

Функцию автоматического вторичного регулирования частоты в ЕЭС России выполняет Центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (ЦКС АРЧМ ЕЭС), к управлению от которой могут подключаться ГЭС и энергоблоки тепловых электростанций (ТЭС).

Для участия в автоматическом вторичном регулировании привлекаются в основном ГЭС, являющиеся высокоманевренными источниками генерации, способными увеличивать или снижать активную мощность по заданиям центрального регулятора с необходимым быстродействием.

Для выполнения задач автоматического вторичного регулирования на ГЭС планируются необходимые резервы мощности. При этом в период паводка из-за ограничений по уровню выработки электроэнергии и мощности участвующие в регулировании ГЭС вынуждены открывать дополнительные объемы холостых сбросов для пропуска воды, тем самым снижая эффективность использования гидроресурсов.

С целью повышения эффективности использования гидроресурсов в паводковый период 2013 года автоматическое вторичное регулирование частоты в ЕЭС России впервые осуществлялось только с привлечением энергоблоков ТЭС, без участия ГЭС.

В рамках функционирования рынка услуг по обеспечению системной надежности (рынка системных услуг) для участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) на 2013 год было отобрано 26 энергоблоков на 6-ти ТЭС (Ставропольская ГРЭС, Заинская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-1, Пермская ГРЭС, Ириклинская ГРЭС и Кармановская ГРЭС) суммарной номинальной мощностью 8143 МВт с возможностью размещения резерва вторичного регулирования 814 МВт (±407 МВт).

Отбор энергоблоков ТЭС для участия в АВРЧМ осуществлялся в рамках выполнения положений Постановления Правительства №117 от 03.03.2010 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг».

Работа энергоблоков ТЭС в режиме АВРЧМ осуществляется полностью на добровольной основе, в соответствии с требованиями стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности».

Требования указанного стандарта предусматривают, что максимальная величина изменения мощности энергоблока ТЭС при участии в АВРЧМ не может превышать 5% от его номинальной мощности, а максимальная скорость изменения активной мощности не может превышать 1% от его номинальной мощности в минуту, что является условием обеспечения надежного режима работы оборудования.

Практический опыт, накопленный в рамках реализации пилотного проекта по привлечению к АВРЧМ 4-х энергоблоков ТЭС в 2011-2012 годах (каждый из энергоблоков проработал в режиме АВРЧМ более 10 тысяч часов) показывает отсутствие каких-либо технических проблем с генерирующим оборудованием, обусловленных работой в этом режиме.

Обязательным условием оказания услуг по АВРЧМ в рамках рынка системных услуг является инспекционный контроль работы и состояния оборудования, в результате которого проверяются все основные технологические параметры работы энергоблоков.

2. ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОБЛОКАМИ ТЭС ОТ ЦКС АРЧМ ЕЭС

Подключение энергоблоков ТЭС к управлению от ЦКС АРЧМ ЕЭС выполняется напрямую, если ТЭС находится в объединенной энергосистеме (ОЭС) Средней Волги или ОЭС Центра, или через централизованную систему (ЦС) АРЧМ соответствующей ОЭС.

Управление от ЦКС АРЧМ ЕЭС энергоблоками Заинской ГРЭС осуществляется напрямую. Управление от ЦКС АРЧМ ЕЭС энергоблоками Сургутской ГРЭС-1, Пермской ГРЭС, Ириклинской ГРЭС и Кармановской ГРЭС осуществляется через ЦС АРЧМ ОЭС Урала, энергоблоками Ставропольской ГРЭС – через ЦС АРЧМ ОЭС Юга. При этом в ЦС АРЧМ соответствующие энергоблоки подключаются к автоматическим ограничителям перетоков (АОП) в контролируемых сечениях ОЭС, имеющим приоритет перед управлением от ЦКС АРЧМ ЕЭС.

В ЦКС АРЧМ ЕЭС общее задание на изменение мощности энергоблоков ТЭС в каждом цикле управления делится на приращение задания каждому из энергоблоков ТЭС пропорционально их коэффициентам долевого участия (КДУ) в регулировании.

С целью эффективного использования резервов вторичного регулирования, КДУ каждого из энергоблоков ТЭС задаются пропорционально величинам их диапазонов регулирования (заданные КДУ).

Эта пропорциональность обеспечивается автоматически, независимо от количества подключенных к ЦКС АРЧМ ЕЭС и участвующих на данном цикле регулирования энергоблоков.

Постоянство коэффициента передачи центрального регулятора обеспечивается автоматическим поддержанием равной единице суммы фактических КДУ участвующих на данном цикле в регулировании энергоблоков, определяемых по заданным КДУ.

Текущее задание на выдачу вторичной мощности для каждого из энергоблоков формируется интегральным регулятором ЦКС АРЧМ ЕЭС (с циклом 1 секунда) путем суммирования очередного приращения с ранее выданным заданием, передается по каналу телеуправления непрерывно, и должно вводиться в САУМ (САРЧМ) энергоблоков в виде задания вторичной мощности дополнительно к заданию плановой мощности. Положительное вторичное задание означает требование на загрузку, отрицательное – на разгрузку.

Неизменное задание (нулевое или любое иное) предполагает отсутствие текущих требований на изменение ранее заданной вторичной мощности. Изменение задания является требованием на соответствующее изменение мощности объектов управления.

В ЦКС АРЧМ ЕЭС и в ЦС АРЧМ ОЭС устанавливается:

- ограничение величины приращения вторичного задания каждому из энергоблоков на цикле регулирования (ΔРогр. цикл), исходя из допустимой максимальной скорости изменения внепланового задания мощности (МВт/мин):

ΔРогр. цикл = ΔРогр. мин./60 МВт/цикл;

- ограничение величины максимального вторичного задания на загрузку и на разгрузку каждому энергоблоку (МВт), исходя из максимальной величины изменения мощности энергоблока ТЭС при участии в АВРЧМ.

Состав участвующих в регулировании на данном цикле энергоблоков определяется поступившими к данному моменту времени телесигналами готовности к регулированию и отсутствием сигналов неготовности к загрузке либо разгрузке – в зависимости от актуального требования центрального регулятора.

При централизованном управлении энергоблоками ТЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС через ЦС АРЧМ ОЭС, задание каждому из энергоблоков нормально формируется на основе вторичных заданий ЦКС АРЧМ ЕЭС.

При этом, в случае срабатывания АОП в ЦС АРЧМ производится:

- блокировка приёма изменений вторичного задания от ЦКС АРЧМ ЕЭС с выдачей телесигнализации о блокировке действия АРЧ на изменение задания соответствующим энергоблокам ТЭС;

- переключение управления соответствующими энергоблоками на сработавший АОП ЦС АРЧМ.

До прекращения перегрузки в контролируемом АОП сечении и завершения автоматического возврата выданного АОП задания управление энергоблоками осуществляется по командам ЦС АРЧМ. Изменения вторичного задания энергоблоку во время управления от сработавшего АОП определяются степенью перегрузки соответствующего сечения сети ОЭС и установленными для энергоблока коэффициентами долевого участия (КДУ) в данном АОП.

По завершении возврата АОП выданное им изменение задания для энергоблока должно стать нулевым, а передаваемое на энергоблок ТЭС вторичное задание должно вернуться к значению, предшествовавшему срабатыванию АОП и равному заданию, поступающему для энергоблока от заблокированного АРЧ ЦКС АРЧМ ЕЭС.

После завершения возврата АОП ЦС АРЧМ восстанавливается управление энергоблоком путём ретрансляции заданий от ЦКС АРЧМ ЕЭС (снимается блокировка изменений задания от АРЧ).

Управление энергоблоками по командам ЦКС АРЧМ ЕЭС продолжается до следующего срабатывания АОП ЦС АРЧМ ОЭС.

При этом в ЦС АРЧМ предусмотрена возможность постоянного управления энергоблоками ТЭС по заданиям АОП, без приёма заданий от ЦКС АРЧМ ЕЭС.

3. РАСЧЕТ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ГЭС И ЭНЕРГОБЛОКАМИ ТЭС ОТ ЦКС АРЧМ ЕЭС

Расчет сравнительной эффективности участия ГЭС и энергоблоков ТЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты приведен для случая возникновения небаланса мощности в ЕЭС России величиной 500 МВт при условии отсутствия других возмущений в рассматриваемый период.

Величина небаланса мощности 500 МВт будет компенсирована ГЭС примерно за 320 секунд (при заданном времени регулятора 100 секунд) с начальной скоростью 5 МВт/с (500/100).

Для подключаемых к управлению ЦКС АРЧМ ЕЭС Жигулевской ГЭС и/или Волжской ГЭС величина резерва 500 МВт обеспечивается наличием минимум 14-ти гидроагрегатов (ГА) под управлением группового регулятора активной мощности (ГРАМ), работающих в середине регулировочного диапазона (резерв на каждом ГА указанных ГЭС порядка ±35 МВт, максимальная скорость 14 МВт/сек, исходя из максимально допустимой скорости одного ГА, равной 1% номинальной мощности в секунду).

При этом обеспечивается требуемая регулятором ЦКС АРЧМ ЕЭС скорость изменения вторичного задания.

Для компенсации небаланса в 500 МВт потребуются энергоблоки ТЭС суммарной установленной (номинальной) мощностью 10000 МВт, исходя из того, что на них размещается резерв АВРЧМ максимальной величиной 5% от номинальной мощности.

Скорость реализации вторичной мощности на энергоблоках ТЭС равна 1% номинальной мощность в минуту, поэтому максимальная скорость воздействия от регулятора ЦКС АРЧМ ЕЭС будет ограничена величиной 100 МВт/мин или 1.67 МВт/сек.

Небаланс в 500 МВт при указанном ограничении скорости будет компенсирован энергоблоками ТЭС примерно за 410 секунд, что на 90 секунд (1,5 минуты) дольше, чем при управлении ГЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС.

Погрешность компенсации небаланса принята равной 20 МВт, исходя из точности измерения частоты (0,001 Гц), умноженной на коэффициент коррекции по частоте (20000 МВт/Гц).

Сравнение процессов компенсации небаланса мощности величиной 500 МВт при управлении ГЭС или энергоблоками ТЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС показан на графиках Рис. 1.

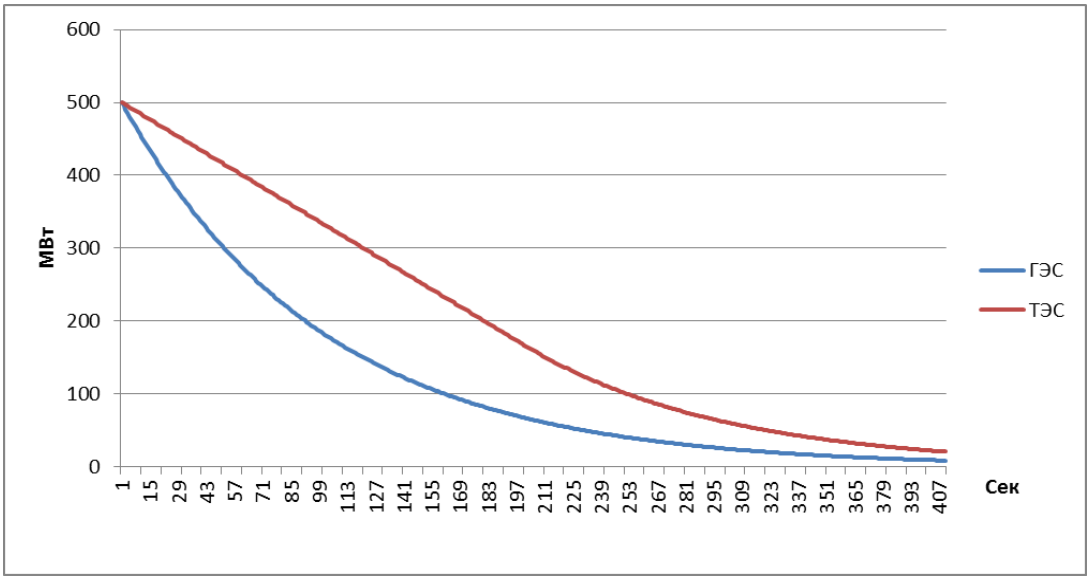


Рис. 1. Расчетные графики изменения мощности ГЭС и энергоблоков ТЭС при управлении от ЦКС АРЧМ ЕЭС для компенсации небаланса 500 МВт

При расчетах погрешность компенсации небаланса принята равной 20 МВт, исходя из точности измерения частоты (0,001 Гц), умноженной на коэффициент коррекции по частоте (20000 МВт/Гц).

4. СРАВНЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ОТ ЦКС АРЧМ ЕЭС ЭНЕРГОБЛОКАМИ ТЭС В ПЕРИОД ПАВОДКА И ГЭС

Для сравнения результатов управления от ЦКС АРЧМ ЕЭС энергоблоками ТЭС в период паводка и ГЭС рассматриваются показатели качества регулирования частоты в ЕЭС России.

На Рис.2 показаны графики изменения за один час частоты, мощности Жигулевской ГЭС и Волжской ГЭС, находящихся под управлением ЦКС АРЧМ ЕЭС вне периода паводка.

Как следует из графиков Рис.2, для поддержания текущих отклонений частоты в пределах 50,00±0,02 Гц суммарное изменение мощности ГЭС на часовом интервале составляет порядка 1200 МВт.

Отсутствие отклонений частоты за пределы 50,00±0,02 Гц при нерегулярных колебаниях мощности практически исключает необходимость участия генерирующего оборудования электростанций в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ), необходимом для ограничения отклонений частоты при крупных аварийных небалансах активной мощности.

Поддержание при этом среднего за час значения частоты на уровне 50,000 Гц практически исключает отклонения выработки электроэнергии от плановых значений, связанные с необходимостью участия генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты.

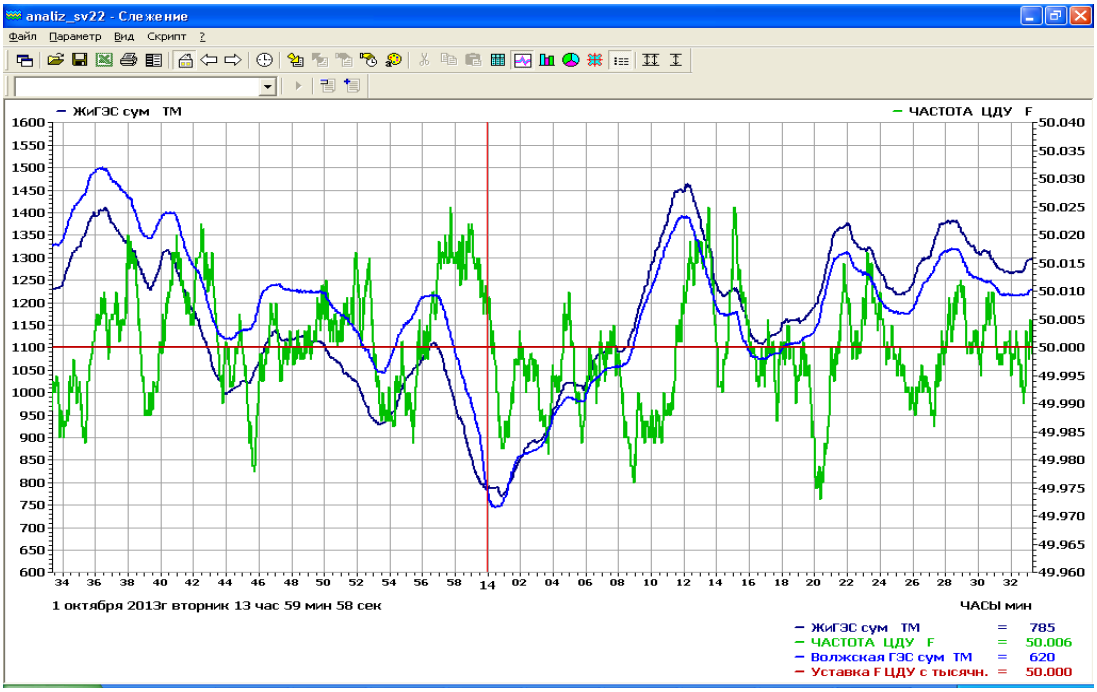


Рис. 2. Графики изменения за один час частоты, мощности Жигулевской ГЭС и Волжской ГЭС при их участии в автоматическом вторичном регулировании частоты.

Фактическое участие в АВРЧМ энергоблоков ТЭС в 2013 году осуществлялось в период с 16 апреля по 11 июня. При этом с 17 апреля по 11 июня 2013 года (период паводка) ГЭС от управления ЦКС АРЧМ ЕЭС были отключены.

Фактический суммарный резерв вторичного регулирования в указанный период времени был ниже возможного по причине работы не полного состава энергоблоков ТЭС, отобранных для оказания услуг по АВРЧМ.

На Рис.3 показаны графики изменения за один час частоты и суммарной мощности энергоблоков ТЭС, участвующих в АВРЧМ в период паводка.

Как следует из графиков Рис.3, суммарное изменение мощности энергоблоков ТЭС на часовом интервале составляет порядка 600 МВт (весь доступный диапазон вторичного регулирования). При этом нерегулярные колебания мощности приводят к отклонениям частоты в пределах 50,00±0,04 Гц.

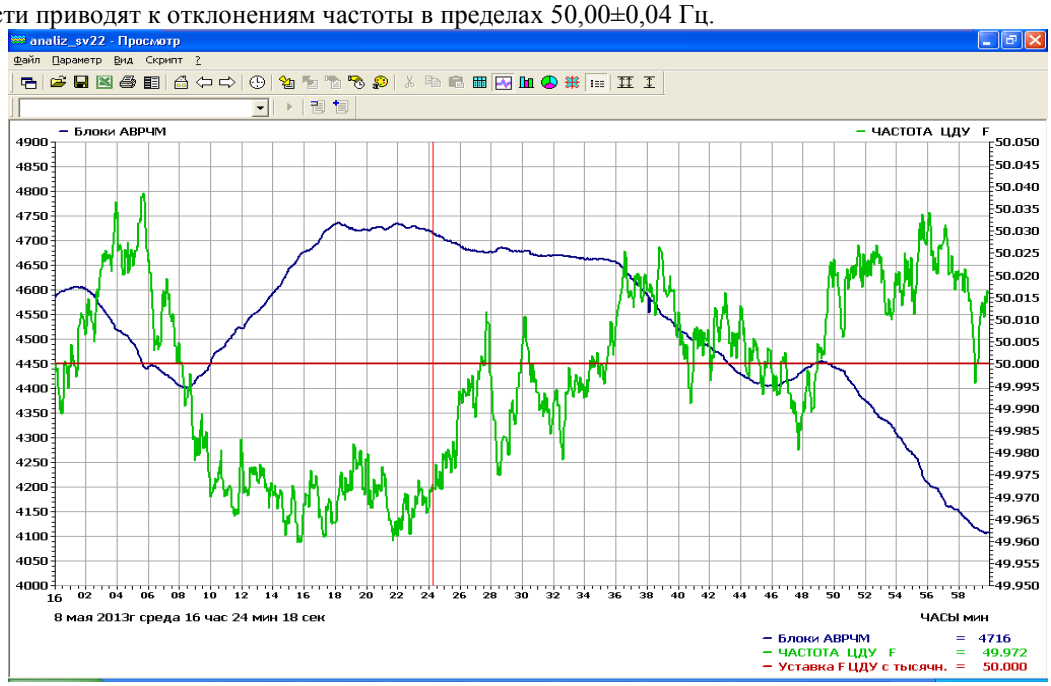


Рис. 3. Графики изменения за один час частоты и суммарной мощности энергоблоков ТЭС при их участии в автоматическом вторичном регулировании частоты в период паводка.

В период участия в АВРЧМ только энергоблоков ТЭС отмечается:

- исчерпание резервов вторичного регулирования на загрузку или разгрузку в среднем 2 раза в час;
- изменение вторичного задания от ЦКС АРЧМ ЕЭС практически постоянно на уровне максимально допустимой скорости, установленной для энергоблоков ТЭС;

- увеличение абсолютных отклонений частоты от номинальной при сохранении качества поддержания среднего значения частоты.

На Рис.4 представлены графики средних, максимальных и минимальных значений частоты за сутки в период март-июнь 2013, показывающие тенденцию увеличения отклонений частоты в период паводка – с 17 апреля по 11 июня 2013 (выделен на рисунке вертикальными пунктирными линиями).

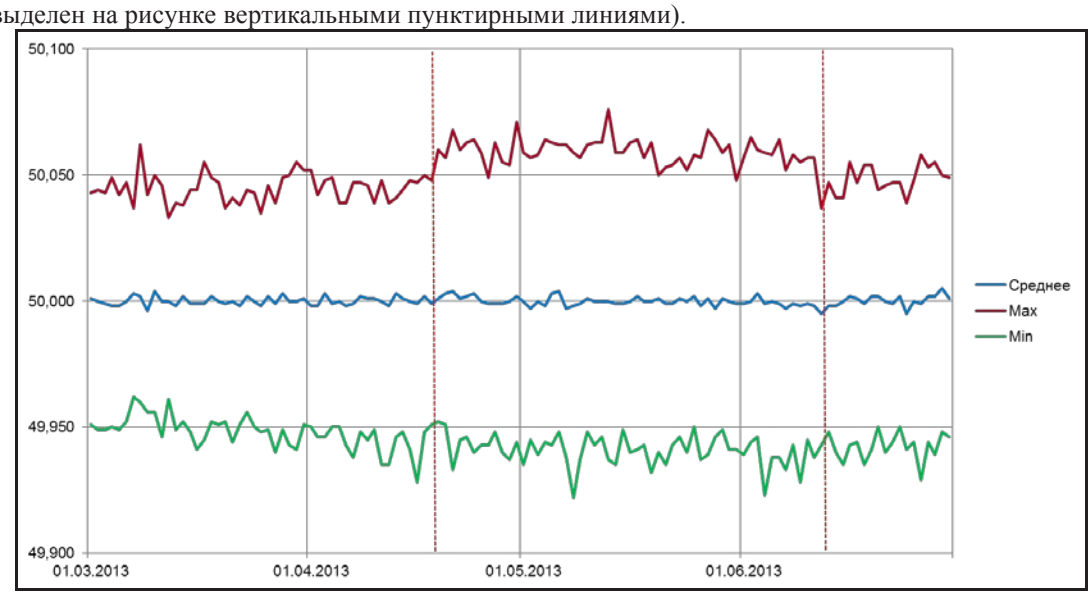


Рис. 4. Графики средних, максимальных и минимальных значений частоты за сутки в период март-июнь 2013.

На Рис.5 представлены гистограммы значений частоты за март и май 2013, т.е. за месяцы, в которых автоматическое вторичное регулирование осуществлялось с привлечением соответственно только ГЭС и только энергоблоков ТЭС.

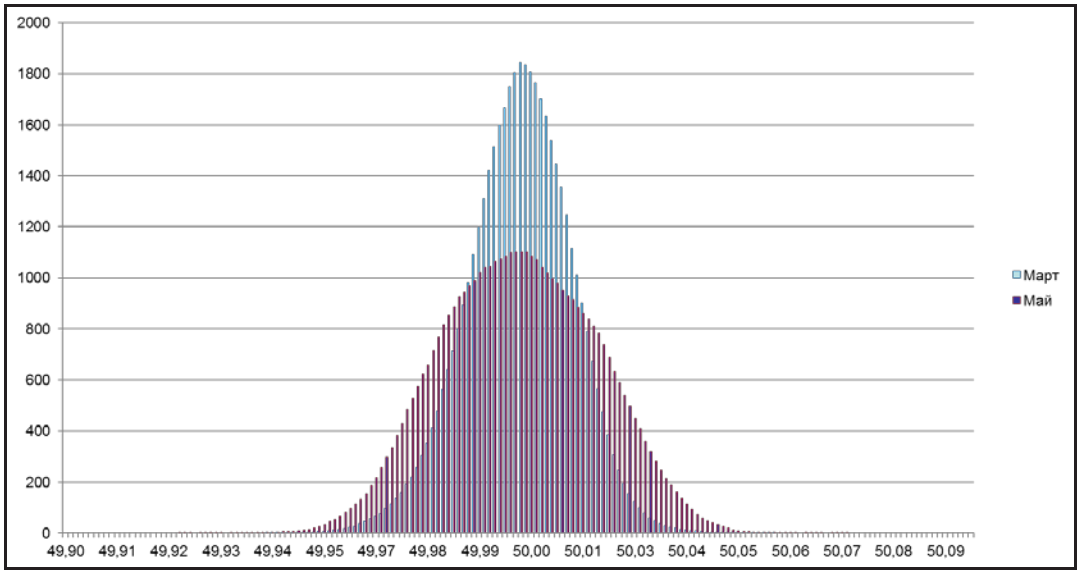


Рис. 5. Гистограммы значений частоты (в минутах) за март и май 2013.

Гистограммы на Рис.5 показывают увеличение значений и продолжительности отклонений частоты от номинального уровня в период участия в АВРЧМ только энергоблоков ТЭС (май 2013).

5. ВЫВОДЫ

Получен успешный опыт привлечения энергоблоков ТЭС к участию в АВРЧМ с отключением управления ГЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС, что позволило максимально эффективно использовать гидроресурсы в паводковый период 2013 года.

Качество регулирования частоты в ЕЭС России в паводковый период 2013 года соответствовало требованиям стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования».

Привлечение энергоблоков ТЭС к участию в АВРЧМ продолжится в паводковый период 2014 года с целью снижения доли участия в АВРЧМ ГЭС и более эффективного использования гидроресурсов.

Улучшение показателей вторичного регулирования частоты при участии в АВРЧМ только энергоблоков ТЭС может быть достигнуто при увеличении количества энергоблоков, подключаемых под управление ЦКС АРЧМ ЕЭС.
Перспективной является задача привлечения к участию в АВРЧМ в период паводка энергоблоков ПГУ, изменение внеплановой мощности которых допускается выполнять с большей скоростью, чем допустимая скорость изменения внеплановой мощности паросиловых энергоблоков ТЭС.

АВТОРЫ

Жуков Андрей Васильевич *окончил Электроэнергетический факультет Московского энергетического института (МЭИ) в 1977 г. Заместитель директора по управлению режимами ЕЭС, кандидат технических наук.*

Сацук Евгений Иванович *окончил Новочеркасский политехнический институт в 1992 г. Начальник Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики (СВПРА), доктор технических наук.*

Сафронов Андрей Николаевич *окончил Электроэнергетический факультет МЭИ в 1998 г. Начальник отдела режимной автоматики СВПРА.*

ДЕЛИТЕЛЬНАЯ АВТОМАТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ: ОСОБЕННОСТИ, ТРЕБОВАНИЯ

Г.С. Нудельман, О.А. Онисова, А.А. Наволочный (ОАО «ВНИИР»)

Делительная автоматика (защита) выполняет функции отделения фрагмента энергосистемы от остальной ее части в случае возникновения опасного возмущения или развития аварийного режима.

Критерии и алгоритмы действия существующих делительных защит, используемых в централизованных энергосистемах, а также на отдельных малых станциях, достаточно подробно рассмотрены в технической литературе и соответствующих нормативных документах, опробованы практически [1, 2]. Однако, изменение структуры генерирующих мощностей, связанное с активным развитием принципов распределенной генерации, может потребовать их дополнения, пересмотра.

Делительная защита, устанавливаемая на электростанции небольшой мощности, может выполнять функции отключения генератора или выделения локальной генерации на местную нагрузку. В настоящее время работа делительной защиты, как правило, предусматривается в следующих режимах:

1. Режим потери связи с энергосистемой. Отключение сетевых элементов, связывающих локальные источники генерации с централизованной энергосистемой, может приводить к возникновению значительных дефицитов мощности в отделившемся фрагменте распределительной сети, вызывающих в свою очередь заметные снижения частоты и/или напряжения. Но даже при отсутствии дефицита мощности существует риск несинхронного включения вследствие действия устройств АПВ линий со стороны централизованной энергосистемы [3]. С целью предотвращения указанных нежелательных последствий при потере связи с сетью внешней энергосистемы следует предусматривать отключение локальной генерации или ее выделение на сбалансированную нагрузку.

2. Внешние короткие замыкания. В ряде случаев отключение локальной электростанции или выделение на автономную работу фрагмента распределительной сети, содержащего локальную электростанцию и сбалансированную нагрузку, целесообразно осуществлять действием делительной защиты (при условии ее достаточной чувствительности) по факту возникновения внешнего короткого замыкания.

3. Системные аварии. При системных авариях, возникающих во внешней энергосистеме, также представляется целесообразным отделение фрагмента распределительной сети с локальной генерацией. В соответствии с существующими нормативными документами функции выделения электростанции на собственные нужды или сбалансированную нагрузку при системных авариях выполняются частотной делительной автоматикой, действующей при снижении частоты до 47,5-46 Гц.

ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПРИ АВАРИЙНОМ ОТДЕЛЕНИИ ЛОКАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ОТ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В связи с тем, что агрегаты локальных электростанций, реализованные на базе газотурбинных и газопоршневых двигателей, характеризуются относительно небольшими значениями постоянных инерций (от 1-2 с), возникший после отделения небаланс мощности может сопровождаться значительно более высокой скоростью снижения частоты, чем при общесистемном дефиците мощности.

При отключении «вышестоящей» связи с энергосистемой могут иметь место значительные небалансы мощности в отделившемся фрагменте (100% и более). Следует учесть, что режим после отключения может характеризоваться дефицитом не только активной, но и реактивной мощности и, кроме того, сопровождаться снижением напряжения. При значительных снижениях напряжения может наблюдаться уменьшение потребляемой нагрузкой мощности (в том числе, за счет самоотключения части электроприемников), т.е. происходит снижение небаланса активной мощности. Переходный процесс при этом может характеризоваться не снижением, а, напротив, повышением частоты.

Значительное влияние на характер процессов в отделившемся фрагменте оказывают характеристики нагрузки. При значительной доле двигателей в составе нагрузки даже при отделении на сбалансированную нагрузку (в особенности, вследствие короткого замыкания) существует риск нарушения устойчивости в отделившемся фрагменте.

Следует заметить, что наиболее часто ситуации, требующие отделения малых электростанций на сбалансированную нагрузку, связаны с затяжными внешними короткими замыканиями, с возникновением значительных локальных дефицитов мощности. Кроме того, имеет место высокая вероятность развития аварий, связанных со снижением напряжения, в особенности, если фрагмент сети, содержащий локальные электростанции, соединен с магистральной сетью энергосистемы не напрямую, а через протяженную распределительную сеть, предел передаваемой мощности в которой ограничивается не условиями устойчивости, а перегрузочной способностью оборудования.

НОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

С увеличением доли малой распределенной генерации в составе энергосистемы изменится и ее роль в решении системных задач. В ближайшей перспективе локальные электростанции необходимо будет рассматривать не столько в качестве источника энергоснабжения конкретных потребителей, сколько в качестве элемента, играющего существенную роль в обеспечении энергобезопасности, надежности и устойчивости энергосистемы в целом. По этой причине представляется целесообразным уже сейчас задуматься над решением двух актуальных задач управления распределенной генерацией:

1. Обеспечение устойчивости и недопущение излишних отключений распределенной генерации при внешних возмущениях, так как в новой ситуации отделение локальных генераторов от энергосистемы приведет к снижению запаса реактивной мощности и дополнительным снижениям уровней напряжений, к перегрузкам и отключению сетевого оборудования, что, в свою очередь, повлечет снижение живучести энергорайона (локальной энергосистемы), увеличение вероятности развития тяжелых аварий.

2. Обеспечение устойчивости локальных энергосистем с распределенной генерацией после планового или аварийного отделения от централизованной энергосистемы.

Реализуемые в настоящее время алгоритмы делительной защиты малых электростанций ориентированы на отключение этих станций при внешних возмущениях, как правило, с минимальной выдержкой времени. Такой подход справедлив при малой доле в составе энергосистемы распределенной генерации, в том числе и потому, что позволяет минимизировать ее влияние на функционирование релейной защиты и автоматики внешней сети, не учитывающей, как правило, наличие в распределительной сети собственных источников. Делительная защита в этом случае выполняет также функции чувствительной (и в большинстве случаев неселективной) релейной защиты вышестоящих сетевых элементов со стороны малой электростанции.

Решение новых задач управления распределенной генерацией потребует создания селективной быстродействующей защиты во внешней сети, совершенствования противоаварийного управления и реализации мероприятий по обеспечению надежной и устойчивой работы локальных энергосистем с генерацией в автономном режиме. Вопросы целесообразности отделения фрагмента сети с генерацией от остальной части энергосистемы при авариях во внешней сети и внешних возмущениях, выборе мест установки и критериев действия делительной защиты должны решаться для каждого конкретного случая на основе проведенных расчетов электрических режимов. При этом становится необходимым увеличение времени срабатывания делительной защиты до максимально возможных значений, определяемых условиями устойчивости отделившегося фрагмента.

С учетом высокой вероятности возникновения возмущений и развития в распределительной сети аварий, связанных со снижением напряжения, особую значимость приобретают задачи исследования и разработки технических решений по выполнению деления по факту недопустимого снижения напряжения.

Нужно заметить, что использование делительной автоматики по напряжению (ДАН) на объектах энергетики становится актуальным именно благодаря более широкому внедрению в распределительные сети объектов малой генерации, поэтому к настоящему времени системно

проработанные рекомендации по применению, реализации и настройке этого вида автоматики практически отсутствуют.

ДАН может быть реализована на базе серийно выпускаемых терминалов с использованием ступенчатой характеристики $t = f(U)$ (рис. 1). Настройка «ступеней» такой характеристики осуществляется на основе результатов исследования переходных процессов при внешних возмущениях с последующим выделением фрагмента сети с генерацией на автономную работу; при этом для гарантированного обеспечения устойчивости отделившегося фрагмента принимаются во внимание наиболее тяжелые режимы. Важно заметить, что фактическое допустимое время отделения может существенно варьироваться вследствие недетерминированности режимов работы распределительной сети с генерацией, значительного влияния на их характеристики электрически близкой соизмеримой по мощности нагрузки (особенно двигательного характера). По этой причине использование ступенчатой характеристики (см. рис. 1) всегда связано с возможностью излишних срабатываний делительной автоматики.

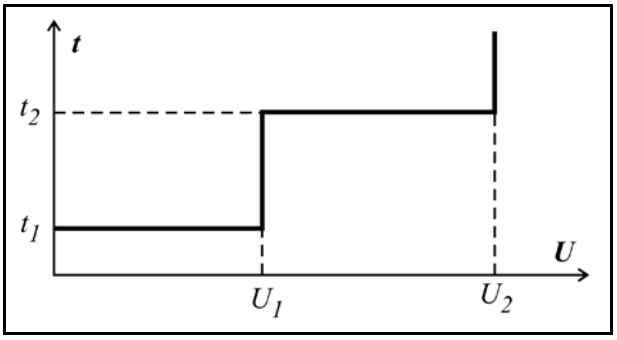


Рис. 1. Реализация ДАН с использованием ступенчатой характеристики $t = f(U)$

В такой ситуации становится актуальной задача совершенствования алгоритмов ДАН. В частности, представляется целесообразным динамически определять момент отделения, основываясь на характеристиках текущего электрического режима. Наиболее значимым параметром режима, характеризующим возможность сохранения в отделившемся фрагменте сети устойчивости по напряжению, является баланс реактивной мощности. На рис. 2 приведена качественная зависимость, отражающая связь реактивной мощности, контролируемой в месте деления в момент времени, соответствующий предельно допустимому времени срабатывания ДАН, с напряжением в месте установки автоматики: чем ниже величина напряжения, тем больший «запас» реактивной мощности необходим для обеспечения устойчивости отделившегося фрагмента. Адаптация момента срабатывания ДАН к текущему электрическому режиму особенно актуальна для систем электроснабжения с генерацией и значительной долей двигательной нагрузки (в частности, для систем электроснабжения крупных промышленных предприятий, объектов нефтегазового комплекса).

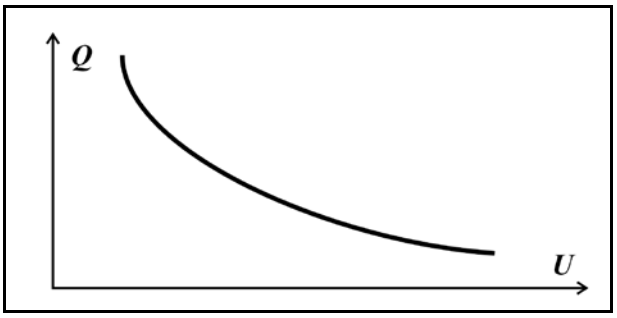


Рис. 2. Реализация ДАН с контролем «запаса» реактивной мощности

ВЫВОДЫ

1. Увеличение доли малых станций в составе энергосистемы создаёт предпосылки для пересмотра принципов и алгоритмов делительной защиты с учетом появляющихся при этом особенностей электрических режимов.

2. Представляется целесообразным при возмущениях и авариях, связанных со значительными снижениями напряжения, осуществлять выделение фрагмента распределительной сети, содержащего локальные электростанции, на сбалансированную нагрузку. Эта задача должна решаться специальной делительной автоматикой по напряжению (ДАН).
3. При значительном количестве малых электростанций в энергосистеме (энергорайоне) их излишние отключения при внешних возмущениях становятся нежелательными. Для исключения излишних отключений представляется целесообразным увеличение времени срабатывания делительной защиты до значений, определяемых условиями устойчивости отделившегося фрагмента. При практической реализации ДАН может быть рекомендован контроль величины реактивной мощности в месте установки делительной автоматики, характеризующей возможность сохранения устойчивости фрагмента электрической сети, содержащего локальные станции после его отделения.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Шабад М.А. Делительные защиты, установленные на электростанциях небольшой мощности, работающих в энергосистеме. – М.: Энергия, 1967. – 41 с.
[2] СТО 59012820.29.240.001-2010. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). – Москва, 2009. – 21 с.
[3] Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. – М.: Энергия, 1997. – 176 с.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Нудельман Года Семёнович – Председатель Совета директоров, заместитель Генерального директора – директор по технологии и развитию ОАО «ВНИИР»; кандидат технических наук, профессор.

Онисова Ольга Александровна – заведующий сектором НИОКР Центра моделирования электроэнергетических систем ОАО «ВНИИР».

Наволочный Александр Альбертович – руководитель Центра моделирования электроэнергетических систем ОАО «ВНИИР»; кандидат технических наук, доцент.

УПРАВЛЯЮЩИЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС АРЧМ ЕЭС РОССИИ: УНИВЕРСАЛЬНОСТЬ, ГИБКОСТЬ, НАДЁЖНОСТЬ

Зубаирова И.И., Машанский А.М.. Демидов А.А. Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «Технологии автоматического управления»

1. ВВЕДЕНИЕ

Единая энергетическая система России (далее – ЕЭС России) является одним из крупнейших в мире централизованно управляемых энергообъединений [8]. В настоящее время в ЕЭС России для облегчения работы оперативно-диспетчерского персонала по поддержанию нормального уровня частоты в энергосистеме, повышения качества электроэнергии и предотвращения возможных перегрузок транзитных связей, по которым возможно нарушение устойчивости, эксплуатируются системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности с унифицированным программным обеспечением (далее – УПО), разрабатываемым коллективом авторов (Машанский А.М., Лившиц Г.Н., Пономарева А.Н., Андреев А.В., Титаевская Н.А., Демидов А.А., Зубаирова И.И. [7]) с 2011 года и внедренным в 2013 году.

2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ АРЧМ В ЕЭС РОССИИ

В соответствии с регламентирующими документами:

1. Диспетчер главного диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» (далее – ЦДУ) осуществляет вторичное регулирование частоты в энергообъединении энергосистем стран СНГ и Балтии, состоящем из первой синхронной зоны ЕЭС России и работающих параллельно с ней энергосистем Казахстана, Украины, Грузии, Азербайджана, Эстонии, Латвии, Литвы и Белоруссии, которые в свою очередь регулируют свой суммарный внешний переток активной мощности с заданной коррекцией по частоте [9];
2. Диспетчер объединенной энергосистемы (далее – ОЭС) Востока производит управление электроэнергетическим режимом по частоте и перетокам активной мощности во второй синхронной зоне ЕЭС России [10].

Автоматическое управление режимом по частоте и перетокам активной мощности в ЕЭС России осуществляется центральной координирующей системой (далее – ЦКС АРЧМ) в ЦДУ и централизованными системами автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (далее – ЦС АРЧМ) в пяти объединенных диспетчерских управлениях (далее – ОДУ): Юга, Урала, Северо-Запада, Сибири и Востока. Структурная схема функционирования и взаимодействия систем АРЧМ с УПО ЦКС/ЦС АРЧМ в ЕЭС России, представлена на Рис. 1.

Автоматическое вторичное регулирование частоты нормально осуществляется ЦКС АРЧМ ЕЭС. Регулирование перетока активной мощности по сечению Сибирь-Казахстан с заданной частотной коррекцией нормально осуществляется ЦС АРЧМ ОЭС Сибири. Автоматическое ограничение перетоков активной мощности по заданным сечениям нормально осуществляется ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада, ЦС АРЧМ ОЭС Юга, ЦС АРЧМ ОЭС Урала, ЦС АРЧМ ОЭС Сибири. Автоматическое вторичное регулирование частоты, ограничение токовой перегрузки, ограничение перетоков активной мощности во второй синхронной зоне ЕЭС России осуществляется ЦС АРЧМ ОЭС Востока.

3. ФАКТОРЫ, ПОВЛИЯВШИЕ НА РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ АРЧМ

Необходимость разработки и внедрения УПО для систем АРЧМ в ЕЭС России была обусловлена следующими факторами:

1. Несоответствием алгоритмов систем АРЧМ существующим регламентирующим документам. Существовавшие ранее системы АРЧМ разрабатывались и внедрялись в течение достаточно длительного времени, с учетом различных технических требований, региональных особенностей и разрабатываемых в различные периоды нормативных документов. Поэтому между системами АРЧМ в разных операционных зонах системного оператора существовали различия, как в части технологических алгоритмов, так и программного обеспечения;

2. Отличиями в функциональных требованиях к системам АРЧМ. При создании систем АРЧМ в различных ОДУ в них были реализованы различные уникальные функции, связанные с наличием региональных особенностей управления энергообъектами соответствующих операционных зон;

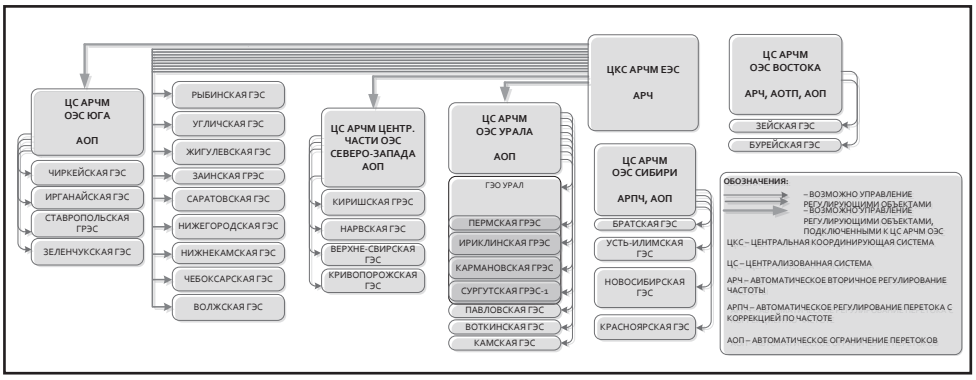


Рис. 1. Структурная схема функционирования и взаимодействия систем АРЧМ с УПО ЦКС/ЦС АРЧМ в ЕЭС России

3. Развитием платформы. Система АРЧМ представляет собой сложный программно-аппаратный комплекс, в состав которого входит и ОИК СК-20XX. Вследствие унификации платформы ОИК в рамках технологической вертикали системного оператора возникла необходимость перевода каждой отдельной системы на новую технологическую платформу.

4. Повышением безопасности функционирования. Во всех разрабатываемых системах АРЧМ, внедренных в диспетчерских центрах, использовалась одна база данных (БД) конфигурирования системы. Это часто приводило к сбоям системы вследствие некорректного ввода данных. Данный факт стал причиной изменения структуры системы АРЧМ и перехода к варианту с двумя БД: БД редактирования и БД функционирования, что позволило существенно сократить время обновления и повысить качество применения изменений, а также привело к возможности оперативного возврата к предыдущему состоянию.

4. РАЗРАБОТКА УПО ЦКС/ЦС АРЧМ

Ниже описаны основные принципы и подходы к разработке УПО ЦКС/ЦС АРЧМ.

4.1. Обобщение частных решений – формирование универсальных функций в едином продукте

УПО ЦКС/ЦС АРЧМ включило в себя все изменения и дополнения, внесенные в процессе последних разработок ЦКС/ЦС АРЧМ:

1. Автоматический регулятор частоты и перетоков мощностью по настраиваемым сечениям;
2. Автоматическое ограничение токовых перегрузок;
3. Непрерывный контроль допустимых пределов изменения параметров системы АРЧМ;
4. Формирование событий о ручном вводе вещественных и целочисленных спецпараметров;
5. Формирование событий, позволяющих обеспечить звуковую сигнализацию об изменениях, происходящих в системе АРЧМ;
6. Автоматическое (с заданным циклом) формирование среза значений параметров системы АРЧМ, который может быть использован для запуска системы в случае повреждения базы данных реального времени (БДРВ) системы СК-2007;
7. Применение программы, контролирующей регулярность работы серверной программы системы АРЧМ.

4.2. Приведение в соответствие нормативно-технической документации

В УПО ЦКС/ЦС АРЧМ полностью учтены требования, предъявляемые следующими нормативными документами (см. 1. п.3):

1. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам» (СТО 17330282.29.240.002-2007);
2. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» (СТО 59012820.29.240.002-2010);
3. «Общие технические требования для подключения ТЭС к ЦКС/ЦС АРЧМ» (утверждены ОАО «СО ЕЭС» 05.08.2009 г.);
4. «Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦКС/ЦС АРЧМ» (утверждены ОАО «СО ЕЭС» 31.12.2010 г.);

4.3. Унификация управления энергообъектами

Управление ГЭС и энергоблоками ТЭС в УПО ЦКС/ЦС АРЧМ выполняется в соответствии с нормативно-техническими документами. Алгоритмы управления и способы обработки и представления информации об энергообъекте (далее – ЭО) в УПО ЦКС/ЦС АРЧМ унифицированы. При этом в УПО ЦКС/ЦС АРЧМ сохранена поддержка управления ЭО, которые были подключены к действующим ЦКС/ЦС АРЧМ до разработки общих технических требований.

Унификация управления энергообъектами позволила уменьшить фактические трудозатраты и сократить количество организационных процессов при взаимодействии сотрудников ЦДУ ОАО «СО ЕЭС» и филиалов ОДУ, в частности, в случае настройки централизованного или иерархического управления ЭО от ЦКС АРЧМ ЕЭС через ЦС АРЧМ ОЭС.

4.4. Гибкость и открытость системы

При разработке УПО ЦКС/ЦС АРЧМ одной из важных задач было повышение гибкости, обеспечивающей возможность расширения ее функциональных возможностей, и открытости системы, обеспечивающей совместимость с другими внешними приложениями. Для её решения были реализованы:

1. Модульность программного обеспечения (разделение технологического и интерфейсных слоев);
2. Модульность технологической части (выбор необходимых функций производится набором управляющих ключей, сохраняемых в БД АРЧМ);
3. Возможность взаимодействия с другими приложениями. Любое приложение, помещающее результаты своей работы в БДРВ СК-2007, может быть использовано системой. В качестве примера можно привести реализацию возможности использования для АОП в качестве уставок расчетных данных внешнего приложения, осуществляющего определение пределов и контроль перетоков в опасных сечениях.

4.5. Повышение надежности и информативности системы

Для повышения надежности УПО ЦКС/ЦС АРЧМ, как способности безотказно и корректно выполнять функции, заявленные в техническом задании на разработку программного обеспечения, при заданных условиях в течение заданного периода времени с достаточно большой вероятностью, а также информативности системы, были предприняты следующие меры:

1. Получила развитие система блокировок;
2. Реализован дополнительный внутренний контроль параметров;
3. Создана система фиксации событий и ведения журнала;
4. Разработано средство контроля работоспособности УПО;

5. Осуществлено разделение БД системы АРЧМ для возможности безопасного редактирования.

4.6. Средства конфигурации

С введением унифицированного программного обеспечения во всех диспетчерских центрах, где были установлены системы АРЧМ, были также модифицированы клиентские модули. Редактор УПО ЦКС/ЦС АРЧМ, как основное средство конфигурации БД системы, включил в себя дополнительные опции и был установлен во всех диспетчерских центрах с унифицированным программным обеспечением.

4.7. Решения для централизованного и иерархического управления

В УПО ЦКС/ЦС АРЧМ были реализованы новые виды иерархического управления – иерархическое управление и иерархическое групповое управлении (далее – ИГУ). Также осталось централизованное управление – непосредственное управление регулирующими ЭО от центральной координирующей системы через централизованную систему ОДУ.

Если все вышеописанные технические решения для модифицированного программного обеспечения достаточно очевидны и были реализованы и испытаны в различных системах (п. 4.1-4.6), то реализация ИГУ является абсолютно уникальным нововведением в программном обеспечении системы АРЧМ. Остановимся на нем подробней.

4.7.1. Иерархическое групповое управление

4.7.1.1.Факторы, повлиявшие на создание иерархического группового управления

Необходимость реализации данного вида управления стала следствием:

1. Увеличения числа энергоблоков ТЭС, как регулирующих объектов системы АРЧМ, в связи с привлечением их для оказания системных услуг;
2. Привлечения к регулированию частоты большого числа энергоблоков ТЭС в период паводка, когда ГЭС, как основные регулирующие объекты системы АРЧМ, не участвуют в регулировании ввиду их повышенной загрузки;
3. Развития рынка системных услуг, в частности анализ вопроса создания электронной торговой площадки, в рамках которой отбор энергоблоков ТЭС для участия в АВРЧМ в будущем может стать ежедневным.

Таким образом, основной целью создания ИГУ стало удобство подключения группы энергоблоков ТЭС, подключенных к одной ЦС АРЧМ, к управлению от ЦКС АРЧМ ЕЭС, и удобство контроля за процессом регулирования.

4.7.1.2.Краткая информация о применяемых алгоритмах

Особенности ИГУ:

1. Регулятор ЦС АРЧМ ОЭС не включается в работу;
2. В ЦС АРЧМ ОЭС создан групповой регулирующий объект (далее – ГЭО), на который направлено воздействие от ЦКС АРЧМ ЕЭС;
3. Задание ЦКС АРЧМ ЕЭС на ГЭО распределяется в ЦС АРЧМ ОЭС между объектами ОЭС в соответствии с заданной группой индивидуальных коэффициентов долевого участия (далее – КДУ), не обязательно совпадающей с КДУ для АРПЧ уровня ЦС АРЧМ ОЭС;
4. Приоритет АОП ЦС АРЧМ ОЭС обеспечивается стандартным для АРЧМ способом.

Схема ИГУ представлена на Рис. 2.

ГЭО представляет собой «виртуальный» объект, подключенный к ЦКС АРЧМ ЕЭС и состоящий из одного и более ЭО, подключенного(-ых) к ЦС АРЧМ ОЭС с приоритетом воздействия АОП ОЭС.

Для ЦКС АРЧМ ЕЭС ГЭО описывается как стандартный регулирующий объект типа ГЭС. Со стороны ЦС АРЧМ ОЭС задается группа, состоящая из ЭО, которая в дальнейшем должна управляться от ЦКС АРЧМ ЕЭС. После соответствующего заполнения БД системы АРЧМ через редактор системы в ЦКС АРЧМ ЕЭС и ЦС АРЧМ ОЭС, для ГЭО будут формироваться необходимые параметры согласно алгоритму анализа параметров ЭО, подключенных к ИГУ. Далее, после наладки информационного обмена, группой регулирующих объектов можно управлять от ЦКС АЧРМ ЕЭС при включении ключа ИГУ со стороны ЦС АРЧМ ОЭС.

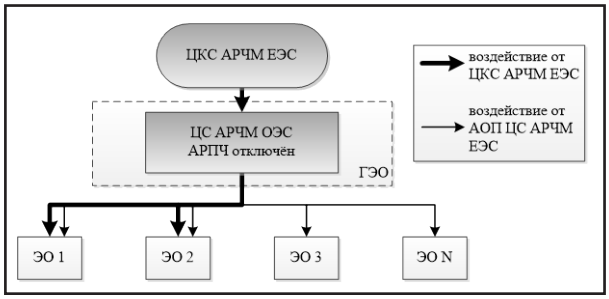


Рис. 2. Схема ИГУ

4.7.1.3.Результаты испытаний

Для проведения комплексных испытаний управления групповым регулирующим объектом и внедрения данного вида управления в промышленную эксплуатацию были проведены натурные испытания. В состав ГЭО вошли объекты, подключенные к ЦС АРЧМ ОЭС Урала: Сургутская ГРЭС-1 энергоблоки 6, 7 и 11, Кармановская ГРЭС энергоблоки с 1 по 4 и Ириклинская ГРЭС энергоблоки 1 и 5. Результаты регулирования частоты с участием показаны на Рис. 3, 4.

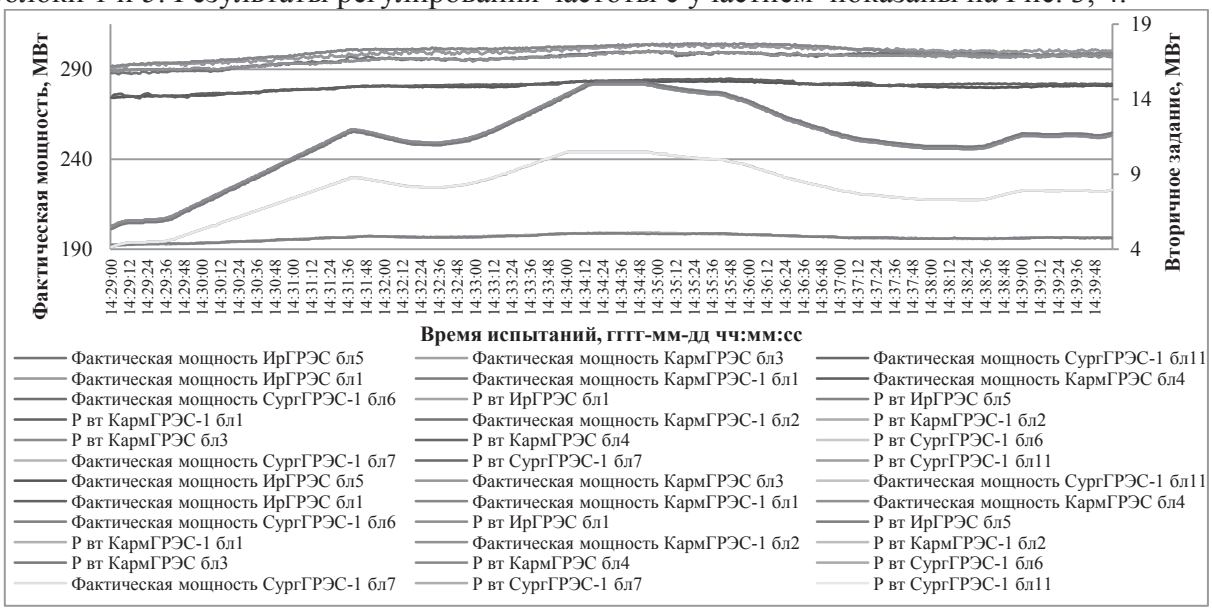


Рис. 3. Результата испытаний ИГУ (изменение вторичного задания от ЦС АРЧМ ОЭС Урала и фактической мощности энергоблоков ТЭС, входящих в состав ГЭО)

Рис. 4. Результата испытаний ИГУ (изменения частоты энергоблоков электростанций, составляющих ГЭО на период испытаний, изменения частоты электрического тока в ЕЭС и уставки по частоте в ЕЭС)

На Рис. 3, 4 представлены результаты испытаний ИГУ: графики изменения фактической мощности энергоблоков электростанций, составляющих ГЭО на период испытаний, изменения вторичного задания, выданного ЦС АРЧМ ОЭС Урала в соответствии с КДУ ИГУ, изменения частоты энергоблоков электростанций, составляющих ГЭО на период испытаний, изменения частоты в ЕЭС и уставки по частоте в ЕЭС.

По рисункам видно, что при снижении частоты электрического тока в ЕЭС ниже уставки регулятором ЦКС АРЧМ ЕЭС выдавалось задание на загрузку электростанций (на графике не представлено), которое распределялось в ЦС АРЧМ ОЭС Урала в соответствии с КДУ ИГУ ЭО. При этом энергоблоки электростанций, составляющих ГЭО на период испытаний, изменяли мощность в соответствии с выданным заданием. Аналогичную картину можно проследить и при повышении частоты электрического тока в ЕЭС относительно уставки.

Реализация механизма ИГУ регулирующими объектами облегчила процесс подключения и управления группой регулирующих объектов, что особенно актуально на сегодняшний день, когда в паводок для автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности привлекаются энергоблоки ТЭС. Дальнейшая модификация алгоритмов должна позволить оперативно выбирать группу регулирующих объектов с точки зрения экономии материальных средств.

5. ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ СИСТЕМ АРЧМ

На сегодняшний день развитие систем АРЧМ, заданное созданием унифицированного программного обеспечения, а также развитием рынка системных услуг, привело к разработке следующих проектов: управление вставками постоянного тока от ЦКС/ЦС АРЧМ, оперативное введение в работу новых АОП ЦКС/ЦС АРЧМ, учёт фактической суточной выработки ГЭС и анализ показателей качества и эффективности работы системы АРЧМ и её отдельных элементов.

6. ВЫВОДЫ

В результате многолетней работы был получен уникальный продукт – УПО ЦКС/ЦС АРЧМ, включивший в себя следующий функционал:

1. Автоматическое регулирование суммарного перетока мощности в сечении с коррекцией по частоте с возможностью перевода на автоматическое регулирование частоты или суммарного перетока;
2. Автоматическое ограничение перетока мощности в контролируемых сечениях с алгоритмом возврата;
3. Автоматическое ограничение токовой перегрузки в контролируемых сечениях;
4. Подключение ГЭС с ГРАМ, модифицированными в соответствии с нормативно-техническими документами;
5. Подключение энергоблоков ТЭС в соответствии с нормативно-техническими документами;

6. Возможность использования в качестве уставок АОП значений максимально-допустимых перетоков активной мощности, полученных в результате работы серверной программы ОИК «Контроль перетоков в опасных сечениях»;

7. Групповое и индивидуальное иерархическое управление регулирующими объектами от ЦКС АРЧМ ЕЭС;

8. Введение, при необходимости, общей мертвой полосы по регулируемому параметру для регулятора и индивидуальных мертвых полос для регулирующих объектов;

9. Контроль рассогласования вторичного задания от системы АРЧМ и сформированного задания на выходе задатчика внеплановой мощности регулирующего объекта;

10. Контроль функционирования информационных связей на участках ЦКС АРЧМ ЕЭС – ЦС АРЧМ – станционный терминал АРЧМ – система АРЧМ регулирующего объекта;

11. Блокировка загрузки (разгрузки) объекта регулирования при поступлении телеинформации о величине регулировочного диапазона и (или) телесигнала о блокировке загрузки (разгрузки);

12. Ограничение пределов изменения уставки регулятора перетока по уставке соответствующего АОП;

13. Блокировка действий регулятора на изменение нагрузки энергоблоков ТЭС в сторону загрузки (разгрузки) при исчерпании регулировочных диапазонов ГЭС на загрузку (разгрузку);

14. Блокировка регулятора перетока по факту отключения линий электропередачи, входящих в контролируемое сечение или влияющих на режим контролируемого сечения;

15. Контроль синхронной работы регулирующего объекта с энергосистемой;

16. Блокировка действия регуляторов ЦКС (ЦС) АРЧМ по сигналу о срабатывании противоаварийной автоматики различного вида, с возможностью её отключения;

17. Контроль связи с сервером телемеханики;

18. Контроль работоспособности программно-аппаратного комплекса ЦКС (ЦС) АРЧМ по обновлению частоты, в том числе внешнего источника;

19. Взаимная достоверизация телесигналов исчерпания регулировочного диапазона и телеизмерения величины резервов на загрузку и разгрузку;

20. Блокировка регуляторов при недостоверности информации о значениях регулируемых параметров.

Помимо этого, в составе УПО ЦКС/ЦС АРЧМ были реализованы ряд новых функций, не связанных с технологическим процессом управления, а направленных на повышение надежности системы, удобства её эксплуатации и предотвращения ошибок персонала при ручном вводе параметров, а именно:

1. Контроль вводимой вручную информации о параметрах системы АРЧМ на соответствие заданным пределам изменения и блокирование их выхода за указанные пределы;

2. Контроль выбранных параметров на недопустимый скачок при вводе с форм отображения, с выводом предупреждающего сообщения на экран диспетчера и формированием соответствующего события с записью в БДРВ;

3. Формирование событий и сопровождающих текстовых и звуковых сообщений с детализацией до конкретного объекта (регулирующий объект, АОП, регулятор и т.д.);

4. Прием и обработка сообщений об изменении описания событий системы АРЧМ, что обеспечивает online реакцию на вносимые изменения;

5. Формирование сигналов, обеспечивающих контроль регулярности работы управляющего модуля системы АРЧМ (archm.exe) с выводом предупреждающего сообщения о нарушении работы на экран диспетчера и формированием соответствующего события. Включение в состав системы АРЧМ серверной программы wdogarchm.exe, выполняющей функции контроля;

6. Регулярное сохранение значений параметров, описывающих состояние системы АРЧМ;

7. Степень детализации сведений в специальном файле, в котором протоколируются сведения о событиях, происходящих в работе расчетного модуля УПО ЦКС /ЦС АРЧМ (лог-файл), должна быть расширена для возможности проведения анализа работы системы технологом АРЧМ.

7. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Бондаренко А.Ф., Комаров А.Н., Машанский А.М., Портной М.Г. Регулирование частоты и перетоков мощности при параллельной работе энергообъединений России, Восточной и Западной Европы // Электричество. 1994. № 1. с. 18-25.
[2] Бондаренко А.Ф., Комаров А.Н. Требования к поддержанию частоты в ЕЭС России. Роль первичного и вторичного регулирования в поддержании качества регулирования частоты в нормальных и надёжности энергоснабжения в аварийных режимах работы // Электрические станции. 2002. № 4. с. 36-43.
[3] Андреев А.В. Регулирование частоты и активной мощности в ЕЭС России в современных условиях // Автоматизация в промышленности. август 2008. с. 30-33.
[4] Андреев А.В., Лившиц Г.Н., Машанский А.М., Пономарёва А.Н., Сафронов А.Н. Иерархическая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности ЕЭС России // Электрические станции. 2010. № 3. с. 43-51.
[5] Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам» (СТО 17330282.29.240.002-2007).
[6] Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» (СТО 59012820.29.240.002-2010).
[7] Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2013614703 от 20.05.2013 г.
[8] http://www.so-ups.ru/index.php?id=fops (дата обращения 10.04.2014).
[9] http://so-ups.ru/index.php?id=freq_reg (дата обращения 10.04.2014).
[10]http://so-ups.ru/index.php?id=odu_east_news_view&tx_ttnews%5Bpointer%5D=6&tx_ttnews%5Btt_news%5D=2097 (дата обращения 10.04.2014).

АВТОРЫ

Зубаирова Ирина Ильдаровна *окончила Уфимский государственный авиационный технический университет в 2010 г. Инженер отдела систем АРЧМ.*

Машанский Александр Михайлович *окончил электроэнергетический факультет МЭИ в 1965 г. Начальник отдела систем АРЧМ.*

Демидов Александр Александрович *окончил институт электроэнергетики Московского энергетического института (МЭИ) (Технический университет) в 2009 г. Ведущий инженер отдела систем АРЧМ.*

РАЗРАБОТКА ГРУППОВОГО РЕГУЛЯТОРА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ТЭС

Глазырин Г.В. (ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»)
Шаюк С.М., Присекин А.И. (Новосибирский государственный технический университет)

1. ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика, как отрасль, имеет долгую историю развития, затрагивающую не одно столетие. Формирование и развитие электрических систем шло неравномерно, в результате, в настоящее время используются как новые тенденции и технологии, так и давно устаревшие, оставшиеся по непроизводственным причинам. Традиционно существует деление электроэнергетики на отрасли производства, распределения и потребления электрической энергии. Несомненно, что важнейшую роль в электроэнергетике играет отрасль производства электрической энергии.

Энергетическая система Российской Федерации имеет следующую структуру генерирующих мощностей: 68,1 % – тепловые электрические станции (ТЭС), 20,6 % – гидроэлектростанции (ГЭС) и 11,3 % – атомные электростанции (АЭС). Современные требования по поддержанию параметров режима единой энергетической системы в части регулирования частоты касаются электростанций всех типов, поскольку именно они отвечают за поддержание этого параметра.

2. ТРЕБОВАНИЯ К РЕГУЛИРОВАНИЮ ЧАСТОТЫ В ЕЭС РОССИИ

Вопросы регулирования частоты являются чрезвычайно важными и актуальными, так как её отклонение от номинального значения может приводить к значительным изменениям в режиме работы потребителей, и, как следствие, уменьшению производительности машин и механизмов, ухудшению качества продукции, сокращению срока службы оборудования. Актуальность решения этой задачи ещё более возросла, когда на повестку дня были поставлены задачи расширения рынка электроэнергии на Запад, и важной целью стала подготовка ЕЭС России к включению на параллельную синхронную работу с энергообъединениями Центральной и Западной Европы. Это обусловлено тем, что при организации синхронной параллельной работы энергосистем разных стран, образующих межгосударственное объединение, одной из основных проблем является проблема регулирования обменов электрической энергией и активной мощностью, что невозможно без поддержания в них единой частоты с высокой точностью.

В соответствии с [1] в ЕЭС России регулирование частоты и перетоков активной мощности с целью поддержания устойчивой работы с отклонениями, устанавливаемыми данным стандартом, осуществляется непрерывно. ЕЭС России разделена на две синхронные зоны. К первой синхронной зоне относится часть ЕЭС России, нормально работающая параллельно с энергосистемами стран СНГ и Балтии. Ко второй синхронной зоне относится часть ЕЭС России, нормально работающая изолированно от первой синхронной зоны. Такое разделения является вынужденным из-за большой протяжённости и недостаточной пропускной способности связей между этими двумя частями ЕЭС.

В первой синхронной зоне ЕЭС России должно быть обеспечено поддержание:

- квазиустановившихся (усреднённое на 20-секундном временном интервале значение параметра) значений частоты в пределах (50,00 ± 0,05) Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах (50,0 ± 0,2) Гц с восстановлением частоты до уровня (50,00 ± 0,05) Гц за время не более 15 минут;
- перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений.

Во второй синхронной зоне ЕЭС России, а также в первой синхронной зоне при её работе в вынужденном режиме, должно быть обеспечено поддержание:

- квазиустановившихся значений частоты в пределах (50,0 ± 0,2) Гц не менее 95 % времени суток без выхода за величину (50,0 ± 0,4) Гц;
- перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений.
- В нормальном режиме энергосистемы при регулировании частоты посредством автоматического вторичного регулирования должно обеспечиваться поддержание средней величины частоты за любой час суток в пределах (50,00 ± 0,01) Гц в первой и второй синхронных зонах.

Соответственно поддержание параметров электроэнергетического режима осуществляется с помощью первичного, вторичного и третичного регулирования частоты.

2.1. Первичное, вторичное и третичное регулирование частоты

Первичное регулирование частоты обеспечивает наиболее быструю реакцию на изменение частоты. Оно осуществляется путём изменения мощности генерирующего оборудования с помощью автоматических регуляторов частоты вращения турбин и регуляторов активной мощности. Действие первичного регулирования направлено на уменьшение возникшего отклонения частоты. Первичное регулирование подразделяется на нормированное (НПРЧ) и общее (ОПРЧ). НПРЧ должно обеспечивать наиболее точное подержание частоты, используя резервные мощности выделенных для этой цели агрегатов, и выполняет регулирование, как правило, по астатической характеристике. НПРЧ обычно выполняют выделенные для этого ГЭС. ОПРЧ реагирует на отклонения частоты, превышающие их зону нечувствительности, и помогает НПРЧ восстановить частоту в системе при её существенных отклонениях. В ОПРЧ должны участвовать агрегаты всех станции, кроме некоторых видов агрегатов АЭС.

Для эффективного участия энергоблоков ТЭС в ОПРЧ они должны удовлетворять требованиям по динамике изменения мощности в переходных режимах, которые состоят в следующем.

При скачкообразном отклонении частоты, вызывающем необходимость мобилизации резервов первичной мощности в размере 5% $P_{ном}$, должна быть обеспечена следующая динамика изменения мощности энергоблоков: мобилизация половины величины первичных резервов мощности не более чем за 15 с и мобилизация всей величины первичных резервов за время не более 30 с (рис. 1) [2].

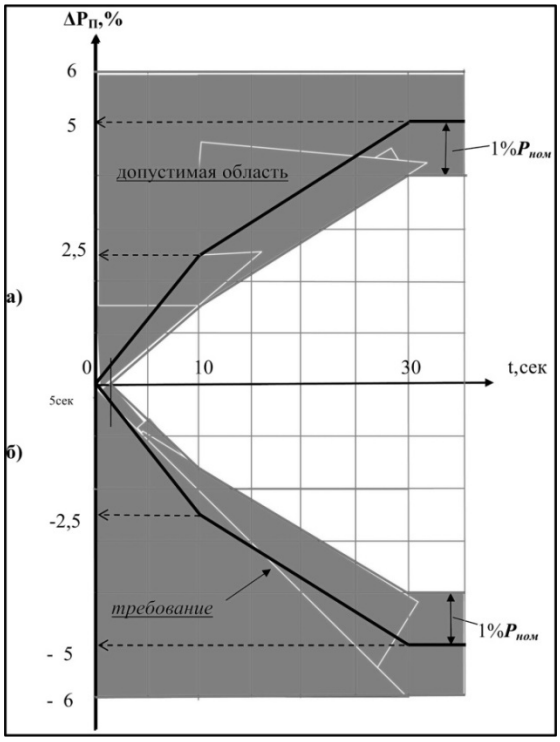


Рис. 1. Допустимая область изменения первичной мощности энергоблока при $\Delta P_п = \pm 5$ % $P_{ном}$ при снижении (а) и повышении (б) частоты

Если в результате отклонения частоты требуется мобилизация резервов первичной мощности величиной 10% $P_{ном}$, динамика изменения мощности должна быть следующей: выдача половины величины резервов первичной мощности за время не более 30 секунд и выдача всех резервов первичной мощности за время не более 5 мин. для газомазутных энергоблоков, не более 6 мин. для пылеугольных энергоблоков, не более 7 мин. для ТЭС с общим паропроводом (рис. 2).

Для вторичного регулирования, задачами которого являются регулирование перетоков активной мощности и восстановление резервов первичной мощности, требования по динамике изменения

мощности намного мягче и для ТЭС составляют 1% $P_{ном}$/мин с диапазоном изменения мощности ± 5% $P_{ном}$. Для третичного регулирования не предъявляется никаких требований, так как по временным рамкам оно является самым длительным и выполняется вручную с динамикой, которая является оптимальной в данный момент времени.

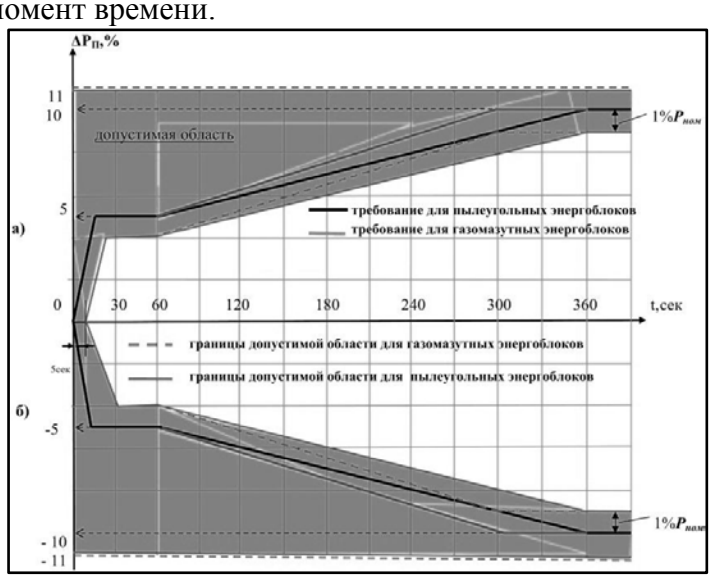


Рис. 2. Допустимая область изменения первичной мощности энергоблока при $\Delta P_п = \pm 10$ % $P_{ном}$ при снижении (а) и повышении (б) частоты

2.2. Требования для энергоблоков ТЭС

В условиях оптового рынка электрической энергии помимо требований [1] должны учитываться требования, предъявляемые стандартом [2] в части участия энергоблоков тепловых электростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности (АВРЧМ). В соответствии с [1] и [2] энергоблоки всех ТЭС должны участвовать в общем первичном регулировании частоты. Эти требования являются минимальными и обязательными. В зависимости от располагаемых резервов возможно участие в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности. Следует обратить внимание, что для участия энергоблоков в первичном регулировании частоты требуется наличие резервов первичной мощности в размерах 10 % номинальной мощности. Для автоматического вторичного регулирования требуется 5% номинальной мощности. С точки зрения объёмов данные значения не являются большими, однако это может потребовать уменьшения величины минимальной допустимой мощности для энергоблока в связи с наличием регулировочного диапазона первичного и вторичного регулирования. Значительно сложнее обстоит дело с возможностями быстрой мобилизации данных резервов.

3. ГРУППОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

3.1. Структурная схема регулирования мощности ТЭС с устройством ГРАМ

Весной 2013 г. системным оператором (СО) был проведён комплекс мероприятий, в результате которого, впервые в истории Российской энергетики, функции по автоматическому вторичному регулированию частоты и мощности в основном были возложены на тепловые электростанции. Это дало значительный экономический эффект. В результате перевода ГЭС на работу с максимальной мощностью и увеличения выработки дешевой электрической энергии за период использования такого режима оценочно на 300 млн.кВт·ч. Вторичное регулирование в энергосистеме осуществлялось выделенными для этой цели энергоблоками тепловых электростанций. Нарушений режимов за это время не наблюдалось. Данные мероприятия позволили получить не только экономический эффект в виде увеличения выработки электроэнергии, но и снизить последствия мощных половодий. По завершении паводкового периода в июне функции по АВРЧМ были снова переданы гидроэлектростанциям.

Сравнительно небольшой срок использования такого режима работы энергосистемы не позволил получить исчерпывающую информацию о функционировании систем АВРЧМ на ТЭС, в том числе, не получена информация о поведении энергоблоков и всей энергосистемы при больших возмущениях.

Проведению этих мероприятий предшествовала длительная подготовка. Энергоблоки, выделенные для данных целей, ещё за год до этого проходили конкурентный отбор у СО на оказание услуг по АВРЧМ. После этого компаниями ЗАО «Интеравтоматика», ОАО «Фирма ОРГРЭС» инженерная компания «КЭР-Автоматика» и др. были выполнены комплексные работы в первую очередь по замене устаревших гидромеханических систем регулирования турбин на электрогидравлические. Были модернизированы основные контуры регулирования котлов, модернизирован или полностью заменён комплекс АСУ ТП [4]. Имеющееся на данных электростанциях оборудование отличается как параметрами, так и характеристиками. Поэтому компании, выполнявшие работы по модернизации, составляли отдельные проекты для электростанции, в которых учитывались их индивидуальные особенности. Как результат, на прошедших модернизацию электростанциях имеются существенные различия в технических и программных решениях. Поэтому нельзя говорить о сертификации и массовом внедрении уже принятых решений для других электростанций. Для широкого внедрения необходима типизация как проектов, так и технических решений.

Эти вопросы рассматривались и ранее, а также велись исследования в этой области. Обратимся, например, к схеме, приведённой в [3]. Уже в 80-е годы наметилась тенденция построения систем регулирования по иерархическому принципу.

Система регулирования активной мощности тепловой электростанции должна содержать два уровня: станционный и агрегатный (блочный). Учитывая наличие в России оптового рынка электрической энергии, а также результаты выполненных проектов по привлечению ТЭС к АВРЧМ, проведённые вышеуказанными компаниями, возникло предложение по внедрению следующей системы регулирования активной мощности ТЭС (рис. 3).

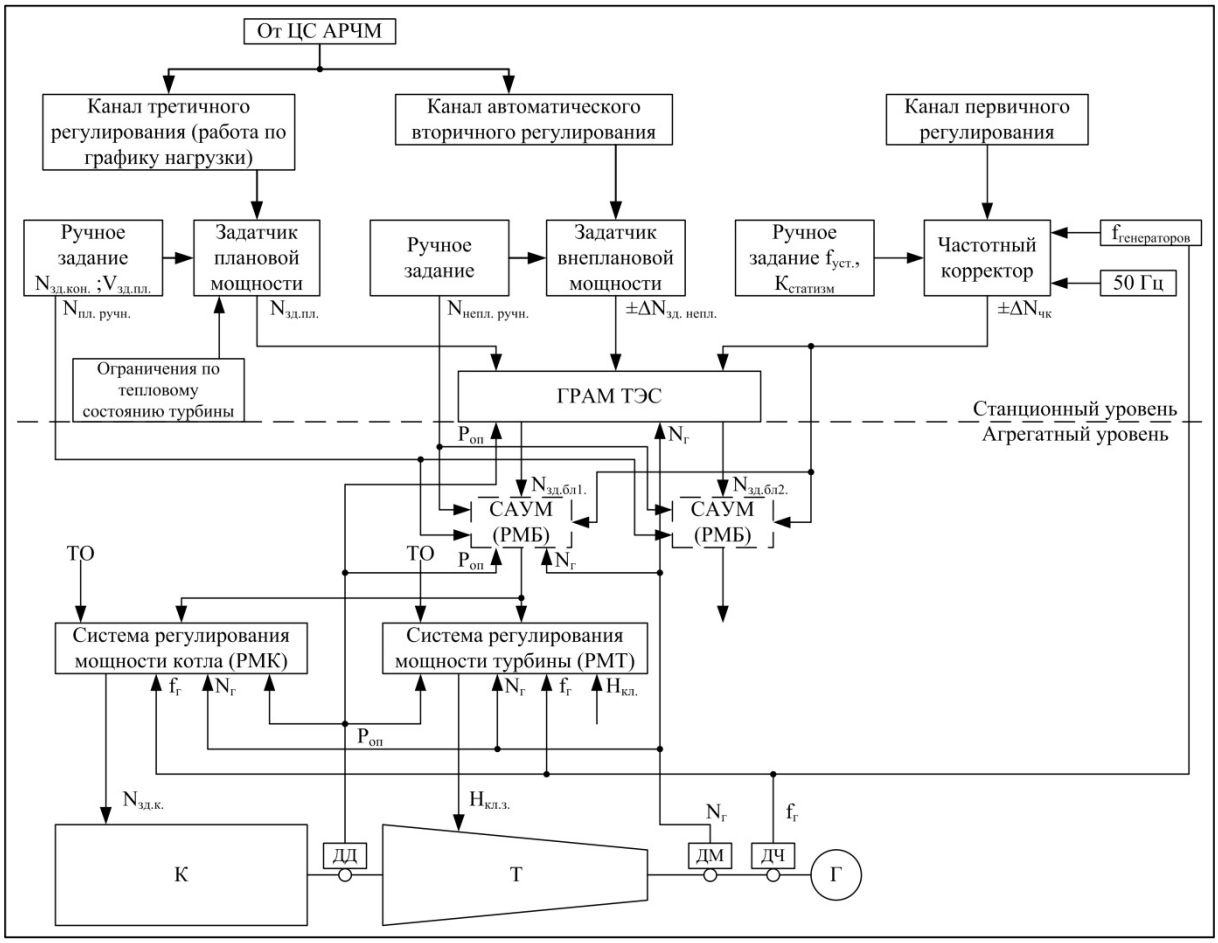


Рис. 3. Структурная схема АРМЧ тепловой электростанции с устройством ГРАМ

В ЕЭС России управление режимом работы энергосистемы осуществляется СО путём передачи команд и распоряжений диспетчеров объектам электроэнергетики. Вторичное регулирование осуществляет система автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ), которая построена по централизованно-иерархическому принципу и имеет три-четыре уровня управления, совпадающие с уровнями диспетчерского управления. В соответствии с этой схемой станция осуществляет приём вторичного и третичного задания от ЦС (ЦКС) АРЧМ. Данные задания направляются в блок группового регулирования активной мощности (ГРАМ), где осуществляется расчёт заданий на энергоблоки с учетом имеющихся у них регулировочных возможностей.

Блок группового регулирования активной мощности ТЭС является программно-технической частью в системе регулирования мощности тепловой электростанции. Алгоритм его функционирования будет рассмотрен ниже. Предусматривается возможность первичного регулирования частоты и мощности с частотной коррекцией как под управлением системы ГРАМ, так и самостоятельно (на блочном уровне) частотными корректорами регуляторов турбин. Предпочтение целесообразно отдать первичному регулированию под управлением ГРАМ для исключения возможного заброса мощности при отличаю-щихся характеристиках агрегатов при самостоятельном первичном регулировании.

Входными сигналами для блока ГРАМ являются задания плановой и внеплановой мощности, которые могут задаваться как вручную, так и автоматически, и значение частоты на шинах станции. Выходными сигналами являются сформированные задания активной мощности для каждого энергоблока в отдельности. Это задание выполняется системой автоматического управления мощности (САУМ) энергоблока или регулятором мощности блока (РМБ), который формирует задания системе регулирования мощности котла (РМК) и системе регулирования мощности турбины (РМТ). Сигналами обратной связи для блока ГРАМ являются текущая мощность генератора $N_г$ и давление острого пара в паропроводе $P_{оп}$. В случае отказа или появления неисправностей в блоке ГРАМ производится перевод энергоблоков на ручной ввод планового и внепланового задания. Первичное регулирование в таком случае осуществляется частотным корректором регулятора турбины самостоятельно.

3.2. Структурная схема алгоритма ГРАМ для КЭС

Процесс группового регулирования активной мощности для группы энергоблоков состоит из пяти этапов, повторяющихся циклически (рис.4).

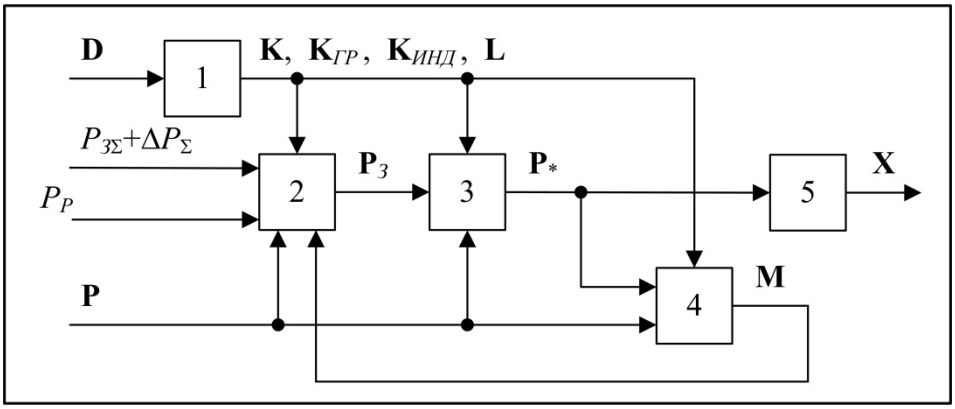


Рис. 4. Алгоритм ГРАМ для ТЭС

1 – этап определения состава управляемых агрегатов; 2 – этап расчёта статических заданий активной мощности; 3 – этап расчёта динамических заданий активной мощности; 4 – этап выявления ошибок управления; 5 – этап передачи управляющих воздействий от ГРАМ к САУМ; **D** – вектор дискретных сигналов, характеризующих режимы работы агрегатов; $\mathbf{P_{З\Sigma}}$ – задание активной мощности группы; **P** – вектор измеренных активных мощностей; **К** – множество номеров агрегатов в составе группы, управляемых ГРАМ (групповое или индивидуальное управление); $\mathbf{К_{ГР}}$, $\mathbf{К_{ИНД}}$, **L** – множества номеров агрегатов в составе группы на групповом, индивидуальном и ручном управлении, соответственно; **M** – множество номеров агрегатов, для которых выявлены ошибки управления; $\mathbf{P_З}$ и $\mathbf{P_*}$ – векторы статических и динамических заданий активной мощности агрегатов, соответственно; $\mathbf{P_Р}$ –

вектор вторичных и первичных резервов, размещаемых на энергоблоках; **X** – вектор управляющих сигналов на САУМ энергоблока.

На этапе 1 происходит определение состава управляемых агрегатов. Агрегат считается управляемым, если он работает в режиме СГ в составе группы либо на индивидуальном управлении через ГРАМ, а также отсутствует входной дискретный сигнал «разгрузка по активной мощности».

На этапе 2 выполняется расчет статических заданий активной мощности энергоблоков. Под статическим заданием здесь понимается требуемая мощность генератора в установившемся режиме. Статическое здание может рассчитываться с учетом оптимального распределения по критерию расхода топлива, атмосферных выбросов, надежности основного оборудования. Руководствуясь критериями оптимизации распределяется только плановое задание по мощности, внеплановое распределяется между энергоблоками пропорционально размещаемым вторичным резервам. Если мощность станции возрастает, то мощность отдельного энергоблока уменьшаться не должна.

Величина $\mathbf{P_З}$ ограничивается уставками $\mathbf{P_{Зmin}}$ и $\mathbf{P_{Зmax}}$, определяемыми границами регулировочного диапазона. При работе группы в режиме выработки минимальной или максимальной мощности статические задания агрегатов, работающих как на групповом, так и на индивидуальном управлении принимаются равными $\mathbf{P_{Зmin}}$ и $\mathbf{P_{Зmax}}$ соответственно. Кроме того, величина $\mathbf{P_З}$ ограничивается величиной первичного и вторичного резерва, размещаемого на блоках, выделенных для автоматического вторичного и первичного регулирования.

Затем, на этапе 3, выполняется расчет динамических заданий активной мощности энергоблоков. Динамические задания формируются на основе статических заданий и уставок по скорости изменения мощности конкретных агрегатов. Предусматривается разбиение на две зоны регулирования (рис. 5). Это обеспечивает плавное регулирование при небольших отклонениях текущего значения мощности от статического задания. Если отклонение мощности агрегата от задания превышает $\Delta P_{точн}$, то активная мощность находится в зоне грубого регулирования. При этом динамическое задание меняется с максимальной скоростью. Если же отклонение мощности меньше $\Delta P_{точн}$, то мощность изменяется до достижения мощности задания, либо пока разность текущей мощности и мощности задания не станет меньше зоны нечувствительности для энергоблока. Зона нечувствительности предусматривается для каждого агрегата, чтобы уменьшить колебания суммарной активной мощности группы в установившемся режиме. Один из агрегатов работает без зоны нечувствительности, а для остальных при $|P - P_З| < \Delta P_{нечувств}$ динамическое задание поддерживается неизменным.

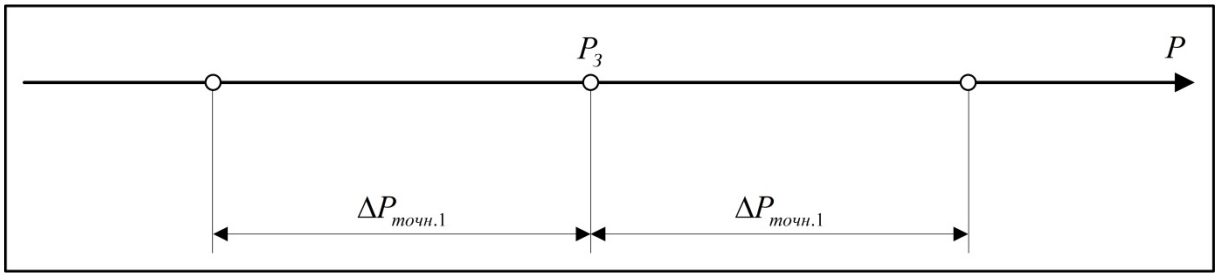


Рис. 5. Разбиение оси активной мощности на зоны регулирования

На этапе 4 определяется ошибка управления агрегатом (называемая также ограничением по активной мощности), которая фиксируется при условии $|P - P_*| > \Delta P_{огр.сраб}$, а также при $P_З = P_{З.min}$ или $P_З = P_{З.max}$. После обнаружения ошибки для выявления её отсутствия необходимо одновременное выполнение следующих условий $|P - P_*| > \Delta P_{огр.возвр}$, $P_З \neq P_{З.min}$, $P_З \neq P_{З.max}$.

На этапе 5 производится передача управляющих воздействий в САУМ энергоблока. Управляющие сигналы, соответствующие динамическому заданию, передаются в САУМ энергоблока. Предусматривается запись сигнала и последующая его архивация.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Аппаратно блок ГРАМ должен являться унифицированным компонентом для любой ТЭС. Поскольку системы регулирования активной мощности энергоблоков имеют существенные различия, соответствующим образом должны отличаться и алгоритмы управления системами регулирования мощности котла и турбины. Все эти особенности должны учитываться при адаптации программного обеспечения ГРАМ к конкретному энергоблоку.

Необходимым предварительным этапом для внедрения данной системы является модернизация систем регулирования мощности турбин с установкой современных электрогидравлических регуляторов, а также модернизация комплекса АСУ ТП с её переводом на программно-техническую базу. После этого появляется возможность внедрения комплекса ГРАМ в структурную схему регулирования мощности электростанции и её интеграции в систему АСУ ТП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования».

[2] СТО 59012820.27.100.002-2013 «Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности».

[3] Барзам А.Б. Системная автоматика. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 446 с.: ил.-

[4] Проблема регулирования частоты сети и мощности энергоблоков и её решение на средствах АСУ ТП / Лыско В.В., Биленко В.А., Свидерский А.Г. и др. – Электрические станции, 2004, № 1.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Глазырин Глеб Владимирович – ЗАО «ИАЭС», к.т.н., доцент, тел.: , e-mail:

Шаюк Сергей Михайлович – аспирант НГТУ, тел.: e-mail: serzh_1k@mail.ru

Присекин Александр Игоревич – магистрант НГТУ, тел.: +79237029648, e-mail: prisekinai@gmal.com

ДАННЫЕ АСКУЭ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ВЫЧИСЛЕНИЯ МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОГО ПЕРЕТОКА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Глазунова А.М., Аксаева Е. С.
(Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия)

1. ВВЕДЕНИЕ

Эффективность использования пропускной способности электроэнергетической системы (ЭЭС) во многом определяется полнотой и точностью информации о состоянии ЭЭС. Показателем пропускной способности линий электропередачи является максимально допустимый переток (МДП) активной мощности. Для точного вычисления МДП в режиме реального времени необходимо учитывать текущие схемно-режимные ограничения и реакцию промежуточных нагрузочных узлов на изменение напряжения.

В [1], [2] предложено вычисление МДП с помощью модифицированного оценивания состояния, где учитываются схемно-режимные ограничения. В математической модели ЭЭС для решения задачи оценивания состояния измерение нагрузки представляется суммой неизменной мощности (активной и реактивной) и случайной ошибки. В процессе балансировки режима мощность нагрузки остается постоянной (в пределах точности измерения), что является корректным при оценивании состояния (ОС) текущего режима. При вычислении МДП в контролируемых линиях игнорирование регулирующего эффекта нагрузки может привести к искажению результатов. Для получения качественных расчетов модель нагрузки должна быть представлена статическими характеристиками. С наибольшей точностью статические характеристики могут быть получены по данным натурных испытаний в электрических системах для тех или иных характерных видов нагрузки [3]. Упрощенным способом моделирования регулирующего эффекта нагрузки, обеспечивающим качественное соответствие с действительной статической характеристикой, является представление нагрузки проводимостью. Корректное определение значения проводимости возможно только при наличии точной измерительной информации о параметрах режима рассматриваемого нагрузочного узла. В ЭЭС наиболее точными измерительными устройствами являются регистраторы комплексных электрических величин (PMU – Phasor Measurement Units) [4]. Данные устройства устанавливаются на станциях или подстанциях на стороне высокого напряжения. Точная информация о параметрах режима в нагрузочном узле собирается с помощью автоматизированной системы учета электроэнергии. Автоматизированная система учета электроэнергии подразделяется на системы коммерческого (АСКУЭ) и технического (АСТУЭ) учета. В задаче оценивания состояния предлагается использовать данные от АСКУЭ, поскольку приборы коммерческого учета электроэнергии более точные и проходят метрологическую аттестацию, в отличие от приборов технического учета.

Существуют подходы по применению методов оценивания состояния для данных АСКУЭ. В [5] решается задача «расчета энергораспределения», в которой вычисляются потоки и потери электроэнергии на всех элементах электрической сети на основе данных от систем учета электроэнергии для интервалов времени, соответствующих периоду измерения электроэнергии. Метод оценивания состояния используется для оценки достоверности и точности измерительной информации от систем учета электроэнергии, расчета технических и коммерческих потерь электроэнергии, устранения небалансов электроэнергии и урегулирования разногласий между участниками энергообмена в рамках новых моделей функционирования электроэнергетики. В работе [6] с помощью метода оценивания состояния выполняется достоверизация данных АСКУЭ.

Целью данной работы является исследование, связанное с учетом регулирующего эффекта нагрузки при вычислении МДП модифицированным методом оценивания состояния в темпе управления ЭЭС.

Во втором разделе показано место рассматриваемой задачи в процедуре оценивания состояния. В третьем и четвертом разделах кратко описаны алгоритмы оценивания состояния для

вычисления текущего и результирующего режимов. Пятый раздел посвящен оцениванию состояния результирующего режима с использованием статических характеристик нагрузки (СХН). В этом же разделе описана система АСКУЭ и дано обоснование, почему можно использовать данные АСКУЭ в задаче оценивания состояния. В шестом разделе приведены результаты практических расчетов. В конце статьи сделано заключение.

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И МЕСТО ПРОБЛЕМЫ УЧЕТА СХН В ЗАДАЧЕ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ

Установившийся режим с максимально допустимыми перетоками в контролируемых линиях, полученными вследствие изменения определенных заранее параметров режима ЭЭС и с параметрами текущего режима в остальной части ЭЭС, в [1] называется результирующим установившимся режимом. Процесс вычисления параметров установившегося режима и МДП с учетом выполнения всех заданных ограничений методом оценивания состояния называется оцениванием состояния результирующего режима. Для решения данной задачи выполняется модификация классического метода ОС на базе контрольных уравнений [7], заключающаяся в обработке расширенного вектора исходных данных. В данной работе для учета СХН предлагается выполнять корректировку модели нагрузки в заданных узлах по измеренным параметрам режима.

На рис.1 показана укрупненная блок-схема алгоритма классического (блоки 1,3,4) и модифицированного с учетом СХН (1,3,7,8 и 2,5,6,8) методов ОС. Для решения задачи ОС модифицированным методом исходные данные формируются из on-line и расчетной информации. On-line информация (измерения, полученные от SCADA, PMU и АСКУЭ) проверяется в блоке достоверизации, где выявляются и подавляются ошибочные данные. Расчетная информация формируется в результате анализа текущих ограничений, выполняемого в блоке «анализ ограничений». Для учета регулирующего эффекта нагрузки при вычислении МДП выполняется корректировка модели нагрузки в заданных узлах. Выходными данными модифицированного оценивания состояния являются параметры результирующего установившегося режима. Выходными данными классического оценивания состояния являются параметры текущего установившегося режима.

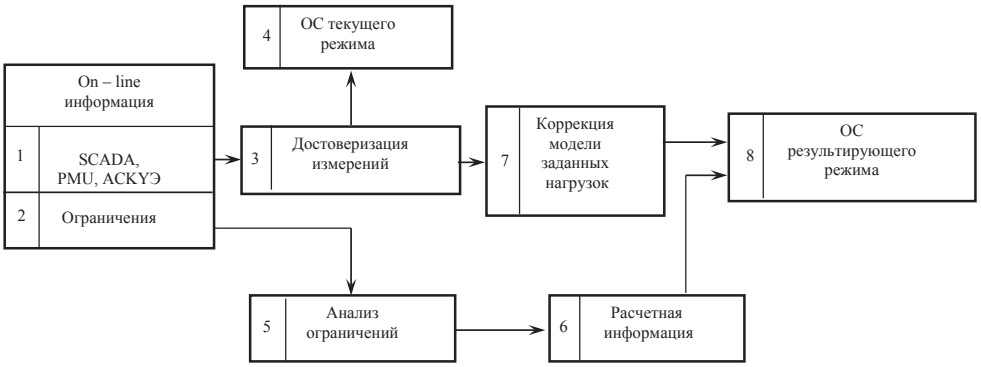


Рис.1. Блок-схема алгоритма классического и модифицированного методов оценивания состояния с учетом СХН.

3. ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА

Оценивание состояния электроэнергетической системы [8] – это расчет параметров установившегося режима, который выполняется в темпе процесса управления ЭЭС. Исходными данными для задачи оценивания состояния являются измерения, полученные с помощью SCADA–системы и регистраторов комплексных электрических величин (PMU – Phasor Measurement Units) [4]. Вектор измерений выглядит следующим образом:

$$\bar{y} = (U_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, \delta_i), \quad (1)$$

где U_i – модули узловых напряжений; P_i , Q_i – инъекции активных и реактивных мощностей в узлах; P_{ij} , Q_{ij} – перетоки мощностей в трансформаторах и линиях, δ_i – фазы напряжений в тех узлах схемы, где установлены регистраторы.

Для решения задачи оценивания состояния минимизируется критерий, представляющей собой взвешенную сумму наименьших квадратов:

$$J = \frac{1}{2}\left[(\bar{y} - \hat{y})^{\mathrm{T}} R_y^{-1} (\bar{y} - \hat{y})\right], \tag{2}$$

при ограничениях в виде контрольных уравнений

$$w_k(y) = 0\,, \tag{3}$$

где $x = (U,\ \delta)$ – вектор состояния (набор параметров режима, который однозначно определяет все остальные параметры режима), $\hat{y}$ – оценки, R_y^{-1} – диагональная матрица весовых коэффициентов.

Для вычисления вектора состояния выбираются базисные измерения, и решается система нелинейных уравнений методом Ньютона-Рафсона

$$\hat{y} - y(x) = 0\,, \tag{4}$$

где $y(x)$ – явная зависимость измеренных параметров режима от вектора состояния.

Нелинейная система (4) линеаризуется на каждой итерации и имеет вид:

$$H\Delta x = \hat{y} - y(x)\,, \tag{5}$$

где H_k – матрица Якоби. На первой итерации $\hat{y} = \bar{y}$.

По известному вектору состояния вычисляются все параметры режима.

4. ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ РЕЗУЛЬТИРУЮЩЕГО РЕЖИМА

Целью модифицированного оценивания состояния является вычисление МДП в заданный линиях, поэтому кроме измерений текущих параметров режима, в вектор исходных данных $\bar{y}^{\text{РЕЗ}}$, должны быть введены измерения МДП. Эти величины заранее неизвестны и вместо их реальных значений используются псевдоизмерения максимально допустимых перетоков $P_{ij}^{ПИ\ МДП}$.

Вектор измерений, по которым вычисляется результирующий режим, имеет вид:

$$\bar{y}^{РЕЗ} = \left(\bar{y}, P_{\text{ij}}^{ПИ\ МДП}\right), \tag{6}$$

Целевая функция модифицированного ОС выглядит следующим образом

$$J = \frac{1}{2}[(\bar{y}^{РЕЗ} - \hat{y}^{\text{РЕЗ}}) R_{РЕЗ}^{-1} (\bar{y}^{РЕЗ} - \hat{y}^{\text{РЕЗ}})], \tag{7}$$

где – $\hat{y}^{РЕЗ} = \left(\hat{y}, \hat{P}_{\text{ij}}^{МДП}\right)$ – результирующий вектор оценок измерений, $\hat{y}$ – оценки измеренных параметров режима; $\hat{P}_{ij}^{МДП}$ – вектор оценок ПИ МДП. Нелинейная система (4) выглядит следующим образом:

$$\hat{y}^{РЕЗ} - y(x) = 0\ . \tag{8}$$

На первой итерации $\hat{y}^{\text{РЕЗ}} = \bar{y}^{РЕЗ}$. По найденному вектору состояния вычисляются все параметры результирующего режима, в том числе МДП в заданных линиях.

5. ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ РЕЗУЛЬТИРУЮЩЕГО РЕЖИМА С УЧЕТОМ СХН

5.1 Модель нагрузки

При решении задачи оценивания состояния текущего режима ЭЭС, модель измерения нагрузки представляется в виде суммы активной (реактивной) мощности и случайной ошибки. В процессе балансировки режима напряжение изменяется в небольшом диапазоне, поэтому допущение о независимости мощности нагрузки от напряжения является корректным.

В процессе вычисления результирующего режима происходит поворот векторов напряжений и изменение модулей напряжений в пределах регулировочного диапазона. Вектор напряжения и значения ПИ МДП меняются вследствие приведения в соответствие псевдоизмерений МДП в контролируемых линиях с измерениями напряжения в узлах, ограничивающих данную линию и с измерениями инъекций в узлах. Представление нагрузки неизменной мощностью в условиях значительного изменения напряжения приводит к искажению результатов. В этой ситуации лучшим решением является использование СХН. Идентификация статических характеристик для обобщенной нагрузки – задача сложная. Качественное соответствие с действительной СХН достигается при представлении нагрузки проводимостью, так как при снижении напряжения уменьшается потребляемая мощность. Значения активной и реактивной проводимости нагрузки в узле i вычисляются таким образом, чтобы определяемая ими мощность при напряжении текущего режима была равна измеренной мощности нагрузки:

$$g_i = P_i / U_i^2, \quad b_i = Q_i / U_i^2, \tag{9}$$

где P_i, Q_i, U_i – параметры режима, измеренные с высокой точностью.

Частота рассматривается постоянной величиной и СХН по частоте не принимается во внимание.

При оценивании состояния результирующего режима с использованием статических характеристик нагрузки в заданных узлах минимизируется критерий (7). Нелинейная система (8) выглядит следующим образом:

$$\hat{y}^{РЕЗ} - y(x) = 0, \tag{10}$$

$$g\hat{U}^2 - P(x) = 0, \tag{11}$$

$$b\hat{U}^2 - Q(x) = 0, \tag{12}$$

где (11), (12) – нелинейные уравнения для рассматриваемых нагрузочных узлов.

По найденному вектору состояния вычисляются все параметры результирующего режима, в том числе МДП в контролируемых линиях с учетом регулирующего эффекта нагрузки в заданных узлах.

5.2 Информация для корректировки модели нагрузки

При вычислении МДП в режиме реального времени выполняется корректировка модели нагрузки в заданных узлах. Под корректировкой модели нагрузки в текущем режиме понимается вычисление проводимости нагрузки по измеренным параметрам режима. Точная информация о параметрах режима в нагрузочном узле собирается с помощью АСКУЭ.

5.2.1 Общие сведения об АСКУЭ

АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии [9], комплекс, в котором совмещены аппаратные и программные элементы. Основной целью АСКУЭ является точное и оперативное определение электрической энергии, выработанной электростанциями, переданной по электрической сети и отпущенной потребителям. Программно-технические средства АСКУЭ должны обеспечивать измерения электрической энергии с необходимой точностью, сбор и оперативную передачу по каналам связи информации учета электрической энергии на диспетчерские пункты.

АКСУЭ оснащаются следующие объекты: распределительные пункты 6-10/0,4 кВ; понизительные трансформаторные подстанции (ТП) 6-10/0,4 кВ; электростанции; жилые дома; населенные пункты частной/коттеджной застройки; промышленные и сельскохозяйственные предприятия, общественные здания.

Структура АСКУЭ включает следующие уровни:

1) Локальный уровень системы (Районная сетевая компания).
2) Региональный уровень системы (Межрегиональная сетевая компания).
3) Центральный уровень системы (Федеральная сетевая компания).

Основным источником информации являются счётчики электроэнергии, которые осуществляют автоматическое измерение активной и реактивной электроэнергии. Данные с показаниями счётчиков собираются маршрутизатором каналов связи (МКС). МКС устанавливается на трансформаторной подстанции. Далее данные об электропотреблении собранные МКС передаются по GSM/GPRS каналу на сервер базы данных диспетчеру. Данные показаний счётчиков электроэнергии содержат фиксированное время измерений и записываются в базу данных по этому признаку.

Счетчики выполняют измерения следующих величин: активная, реактивная энергия; активная, реактивная мощность; действующее значение тока, действующее значение напряжения, частота питающей сети; коэффициент реактивной мощности цепи (tgφ); коэффициент мощности (cosφ).

Новая линейка приборов учета имеет следующие характеристики [10]:

1) Время интегрирования значений (период измерения) составляет 1 секунду (50 периодов сетевого напряжения).
2) Информация об электроэнергии и мощности привязана к астрономическому времени или синхронизирована в пределах энергообъекта. В электросчетчиках имеется функция «стоп-кадр» для получения единовременных срезов, т.е. измерений параметров сети с единой меткой времени.
3) Класс точности счетчиков бытовых абонентов, общественных знаний, общедомовых счетчиков равен 0,5; класс точности счетчиков на ВЛ 500 кВ и выше с большими нагрузками равен 0,2.
4) Обмен данных между уровнями АСКУЭ осуществляется посредством цифровых интерфейсов (GSM/GPRS каналы, радиоканалы, проводные помехозащитные каналы, каналы с использованием PLC технологий).

Возможность получения данных с интервалом в 1 сек, наличие единовременных срезов данных, высокая точность измерительных приборов, использование современных технологий для передачи данных позволяют рассматривать данные АСКУЭ в качестве измерительной информации для задачи оценивания состояния.

6. ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Расчеты выполнены на 40 узловой схеме по следующему сценарию: необходимо передать дополнительную мощность из узла 26 в узел 14. Часть схемы с рассматриваемыми узлами показана на рис.2.

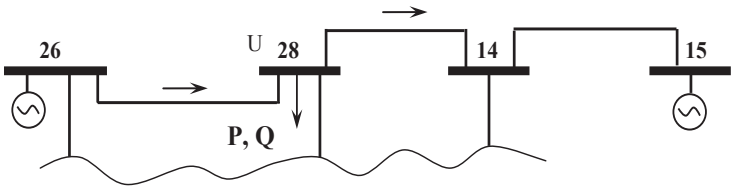


Рис.2. Фрагмент тестовой схемы.

Параметры режима в узле 28 измеряются точными измерительными приборами и равны $\overline{P}_{28} = 280 \pm 1$ МВт, $\overline{Q}_{28} = 300 \pm 1$ МВАр, $\overline{U}_{28} = 317 \pm 0.1$ кВ. При вычислении МДП модель нагрузки в узле 28 представляется в виде мощности или в виде проводимости. По данной схеме, согласно заявленному сценарию, было выполнено три расчета: оценивание состояния текущего режима, оценивание состояния результирующего установившегося режима, оценивание состояния результирующего установившегося режима с учетом СХН. При оценивании состояния результирующего режима подбираются весовые коэффициенты псевдоизмерениям МДП и измерениям в заданном нагрузочном узле.

В табл. 1, 2, 3 показаны значения измерений и результаты расчетов: 2 столбец – измерения, 3 – параметры установившегося текущего режима; 4 – параметры результирующего режима; 5 – параметры результирующего режима с учетом СХН в виде проводимости.

Таблица1. Значения модуля напряжения

Напряжение (кВ)	Измерения	Текущий режим	Результирующий режим	Результирующий режим с учетом СХН
1	2	3	4	5
U_{14}	330	330.3	320.6	320.1
U_{26}	326.9	327.1	335.2	335
U_{28}	317	317	312.4	312.8

Таблица2. Значения нагрузки в узле 28

Нагрузка	Измерения	Текущий режим	Результирующий режим	Результирующий режим с учетом СХН
1	2	3	4	5
P_{28} (МВт)	280	279	277.3	272.5
Q_{28} (МВАр)	300	299.7	293.4	292

Таблица3. Перетоки мощности в линиях

Переток (МВт)	Псевдоизмерения	Текущий режим	Результирующий режим	Результирующий режим с учетом СХН
1	2	3	4	5
P_{14-28}	–975	-22	-422	-423
P_{26-28}	975	252	644	645

Анализ результатов показывает, что для передачи дополнительной мощности из узла 26 в узел 14 при соблюдении всех ограничений необходимо повысить напряжение в узле 26. В узлах 14, 28 напряжение понижается. В третьем расчете при представлении нагрузки проводимостью в узле 28 (табл.1, столбец 5) напряжение в этом узле поднимается. Незначительное увеличение напряжения в третьем расчете по сравнению со вторым (табл.1, столбец 4) может быть объяснено, во-первых, способностью метода оценивания состояния в некоторой степени учитывать регулирующий эффект нагрузки и, во-вторых, правильно подобранными весовыми коэффициентами измерений. При вычислении установившегося режима методами оценивания состояния все параметры режима, в том числе и нагрузка, являются функциями от напряжения. При оценивании состояния текущего режима по точным измерениям оценка измерения напряжения, а следовательно, и оценка нагрузки будет практически равна измерению (табл. 1, 2, столбцы 2,3). При оценивании состояния результирующего режима напряжение изменяется, поэтому изменяется и нагрузка. Значения МДП во втором и третьем расчетах примерно одинаковые (табл.3, столбцы 4,5).

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе показано, что данные АСКУЭ могут быть использованы в качестве измерительной информации для задачи оценивания состояния, так как система АСКУЭ позволяет получить ежесекундные срезы данных, имеет высокую точность измерительных приборов, использует современные технологии для передачи данных.

Применение данных PMU, SCADA, АСКУЭ увеличивает избыточность измерений, повышает качество результатов оценивания состояния, а следовательно, способствует максимальному использованию пропускной способности линий при соблюдении текущих схемно-режимных ограничений.

В работе выполнен анализ параметров результирующего режима, полученного с помощью модифицированного оценивания состояния при разном представлении нагрузки в промежуточном узле. Показано, что для данной схемы при наличии точных измерений и при корректно подобранных весовых коэффициентах методы оценивания состояния позволяют учесть регулирующий эффект нагрузки. Задача подбора весовых коэффициентов не является тривиальной, поэтому при вычислении МДП модель нагрузки в заданных узлах рекомендуется использовать в виде

проводимости, так как такой способ представления нагрузки не требует подбора весовых коэффициентов.

ЛИТЕРАТУРА

[1]. Глазунова А. М. Применение метода оценивания состояния для вычисления предельных режимов электроэнергетической системы. Электричество, 10, 2013, с.23-29.

[2]. Глазунова А.М., Аксаева Е.С. Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы. Электричество, 12, 2013, с.21-29.

[3]. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнегр. спец. вузов/ В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.-М.:Высш.шк., 1998.-511с.:ил.

[4]. Phadke A.G. Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview. – IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, vol. 1, pp. 476-479.

[5]. Паздерин А.В. Разработка моделей и методов энергораспределения в электрических системах. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Екатеринбург, 2005г.

[6]. Колосок И.Н., Евдокимов Е.Ю. Повышение достоверности показаний счетчиков электроэнергии в системе электроснабжения крупного промышленного предприятия на основе статистических методов обработки данных. // Промышленная энергетика,- 2009, -№12.- С. 27-34.

[7]. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / Гамм А.З., Колосок И.Н. – Новосибирск: Наука, 2000. –152.

[8]. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976. – 220 с.

[9]. Методические рекомендации по автоматизации распределительных электрических сетей 0,4-10(6) кВ Белорусской энергосистемы. Стандарт ГПО «Белэнерго», СТП 09110.47.104-11.

[10]. Интернет ресурс www.zao-rim.ru.

БИОГРАФИЯ АВТОРОВ

Глазунова Анна Михайловна окончила энергетический факультет Иркутского политехнического института в 1982 г. В 2002г. защитила кандидатскую диссертацию в ИСЭМ СО РАН. Старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. E-mail:glazunova@isem.sei.irk.ru.

Аксаева Елена Сергеевна окончила энергетический факультет Иркутского государственного технического университета в 2009 г. Инженер Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. E-mail:aksaeva@isem.sei.irk.ru.

ВЫБОР МЕТОДА ОПТИМИЗАЦИИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С УЧЕТОМ НАПОРА НЕТТО

Глазырин Г.В. (ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»)
Твердохлебов Н.Н. (Новосибирский государственный технический университет)

1. ВВЕДЕНИЕ

Рациональное использование энергетических ресурсов – один из самых острых вопросов нашего времени, требующий незамедлительного решения, так как невозможно успешное развитие экономики государства в условиях расточительного применения полезных ископаемых. Оптимальное ведение режима на гидроэлектростанциях (ГЭС) позволяет сохранять топливные ресурсы на тепловых электростанциях за счет использования возобновляемого источника энергии – воды.

Вопросу оптимизации энергетических режимов электростанций, в особенности гидравлических, уделялось большое внимание практически с момента возникновения отечественной энергетики [1, 2]. Однако, несмотря на колоссальный объем проделанной теоретической работы, данные методы не нашли применения на практике из-за ограниченных возможностей вычислительных машин того времени. Сегодня, когда мы находимся на этапе значительного прорыва в области вычислительной техники и развития групповых регуляторов активной мощности электростанций (ГРАМ), проблема оптимизации энергетических режимов вновь стала актуальной.

Оптимизация режима в ГРАМ подразумевает решение двух задач:

- автоматическое оптимальное распределение суммарной активной мощности ГЭС между агрегатами, находящимися в работе;
- расчет оптимального состава агрегатов для заданной активной мощности ГЭС (функция «советчика»).

В статье рассматривается первая задача. При этом, в отличие от существующих методов оптимизации, учитывается изменение перепада давления на сороудерживающих решетках в зависимости от мощности [4].

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ

Целевая функция и ограничения для рассматриваемой задачи определены в [3]. Целевая функция представляет собой суммарный расход воды через турбины гидроэлектростанции:

$$Q_{ГЭС}(N_{Г1}, N_{Г2}, \ldots, N_{Гn}) = \sum_{i=1}^{n} Q_{Ti}(N_{Гi}),$$

где n – количество агрегатов, участвующих в распределении активной мощности, $N_{Гi}$ – активная мощность i-го генератора, Q_{Ti} – расход воды через турбину i-го агрегата. Оптимальному режиму соответствует минимальное значение целевой функции.

Функция $Q_{Ti}(N_{Гi})$ задается неявно системой уравнений:

$$\begin{cases} Q_{Ti} = \dfrac{N_{Гi}}{9.87 \cdot H_{HEi} \cdot \eta_{ГAi}(H_{HEi}, N_{Гi})}, \\ H_{HEi} = H_{БР} - k_{\Delta Hi} \cdot Q_{Ti}^2, \end{cases}$$

где H_{HEi} – напор нетто i-го агрегата, $\eta_{ГAi}$ – функция к.п.д. турбины от напора нетто и мощности, представляющая собой множество рабочих характеристик агрегата, $H_{БР}$ – напор брутто, $k_{\Delta Hi}$ – коэффициент, характеризующий степень засоренности сороудерживающих решеток.

Ограничения в рассматриваемой задаче накладываются как на суммарную активную мощность станции , так и на мощности отдельных агрегатов:

$$N_З = \sum_{i=1}^{n} N_{Гi}, \quad N_{Гi}^{\min} \le N_{Гi} \le N_{Гi}^{\max},$$

где $N_З$ – задание суммарной активной мощности ГЭС, $N_{Гi}^{\min}$ и $N_{Гi}^{\max}$ – технологические ограничения мощности i-го агрегата.

3. АНАЛИЗ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ

Для выбора метода оптимизации необходимо знать, имеет ли целевая функция локальные минимумы, или же только один (глобальный) минимум. Рассмотрим вид целевой функции на примере распределения активной мощности между тремя агрегатами Новосибирской ГЭС с номинальной мощностью по $65\ МВт$. Примем следующие значения параметров, входящих в целевую функцию:

$n = 3$, $H_{бр} = 16\ м$, $N_З = 90\ МВт$, $k_{\Delta Hi} = 1.5 \cdot 10^{-5}\ с^2/м^5$.

Рабочие характеристики агрегата Новосибирской ГЭС приведены на рис. 1.

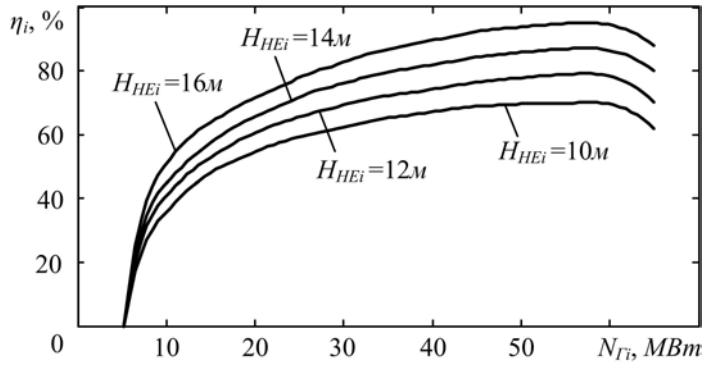


Рис. 1. Рабочие характеристики агрегатов Новосибирской ГЭС

График целевой функции в зависимости от мощностей двух агрегатов $N_{Г1}$ и $N_{Г2}$ показан на рис. 2 (мощность третьего агрегата однозначно определяется по формуле $N_{Г3} = N_З - N_{Г1} - N_{Г2}$). Из рисунка видно, что целевая функция в рассматриваемом случае имеет три минимума. Поскольку для всех трех агрегатов приняты одинаковые параметры, каждый из этих минимумов соответствует одному минимальному расходу и является оптимальным решением. В общем случае, когда условия работы агрегатов различны, целевая функция будет иметь локальные минимумы, не являющиеся оптимальным решением.

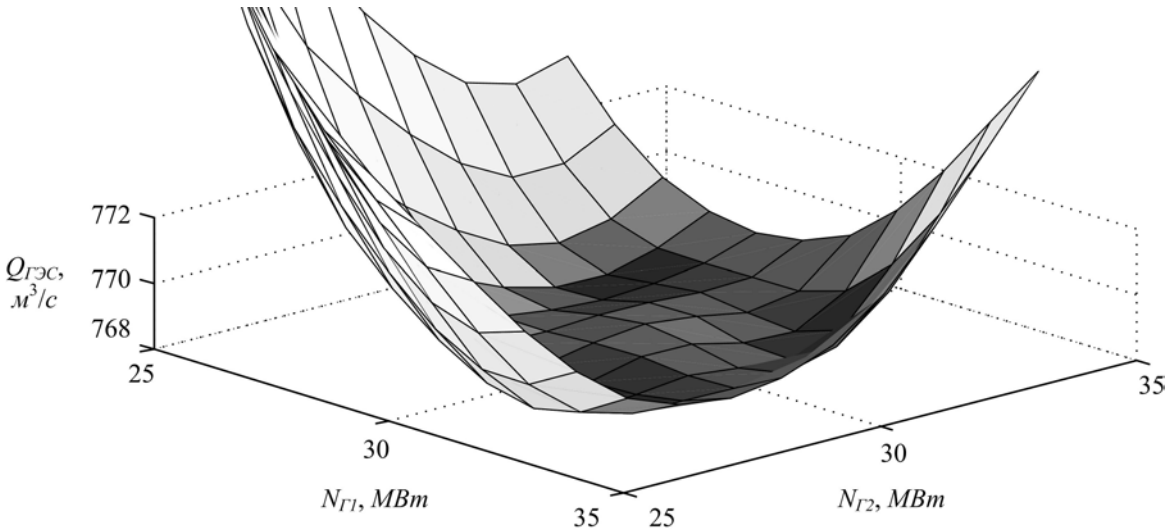


Рис. 2. График целевой функции при распределении мощности между тремя агрегатами

Таким образом, для решения задачи оптимизации необходимо использовать методы, применяемые для поиска глобального минимума многоэкстремальной функции. Стоит учесть, что

ввиду невозможности описания зависимостей $\eta_{ГАi}(H_{HEi}, N_{Гi})$ аналитически, требуется, чтобы метод являлся применимым для нелинейного программирования.

4. МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ, ПРИМЕНИМЫЕ В ЗАДАЧЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТИ

4.1.Метод Монте-Карло

Монте-Карло – это численный метод оптимизации, основанный на получении большого числа реализаций стохастического (случайного) процесса [7]. Подбор параметров для решения оптимизационной задачи подчиняется нормальному закону распределения. Метод получил широкое распространение, благодаря своей простоте и надежности, несмотря на значительные недостатки в части быстродействия.

Суть метода для конкретной задачи заключается в генерировании случайных значений мощностей генераторов, согласно которым затем рассчитывается целевая функция. При значительном количестве опытов данный метод может определить оптимальное значение с достаточно большой точностью.

В рамках данной работы метод Монте-Карло использован в качестве базового, относительно которого в дальнейшем будет строиться суждение о достоинствах и недостатках рассматриваемых алгоритмов оптимизации.

4.2.Генетический алгоритм

Генетический алгоритм — это эвристический алгоритм поиска, используемый для решения задач оптимизации и моделирования путём случайного подбора, комбинирования и вариации искомых параметров с использованием механизмов, аналогичных естественному отбору в природе. Является разновидностью эволюционных вычислений, с помощью которых решаются оптимизационные задачи с использованием методов естественной эволюции, таких как наследование, мутации, отбор и кроссинговер (скрещивание). Отличительной особенностью генетического алгоритма является акцент на использование оператора «скрещивания», который производит операцию рекомбинации решений-кандидатов, роль которой аналогична роли скрещивания в живой природе.

Работа алгоритма начинается с создания популяции первого поколения (начальной популяции, рис.3), которая представляет собой конечное множество решений задачи оптимизации [8]. Затем происходит вычисление значений целевой функции для каждого решения – так называемых, показателей жизнестойкости. Далее выбираются лучшие объекты (решения) и формируется новое поколение в соответствии с тремя основными принципами эволюционного развития:

- естественного отбора, реализующегося в выборе в качестве родителей сильнейших особей;
- наследования лучших свойств, вследствие которого полезные признаки, передаваясь от родителей к потомкам, закрепляются в поколении в целом;
- изменчивости, которая обеспечивает появление новых сочетаний параметров в новом поколении.

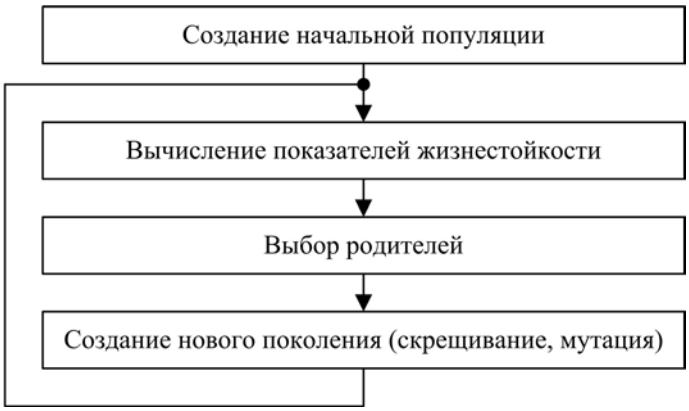


Рис. 3. Схема генетического алгоритма

В данной работе начальная популяция формировалась случайным образом. Выбор родителей и создание нового поколения выполнялись по следующему правилу: объекты из лучшей половины поколения скрещивались случайным образом друг с другом, в то время как объекты худшей половины подвергались мутации.

4.3.Метод роя частиц

Метод роя частиц – метод численной оптимизации, основанный на перемещения возможных решений, называемых частицами, в пространстве решений. Перемещения производятся в направлении наилучшего найденного в этом пространстве положения, которое постоянно изменяется при нахождении частицами более выгодных положений.

В данной работе исходный рой частиц и скорость движения каждой частицы формировались по случайному закону (каждая частица содержит значения мощностей генераторов). Затем производились циклы оптимизации, каждый из которых содержит следующие этапы:

- расчет значений целевой функции для всех частиц;
- коррекция скоростей и направления движения частиц;
- обновление положений частиц в пространстве решений.

5. СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ

Сравнение методов оптимизации производилось на примере трех агрегатов Новосибирской ГЭС, приведенном в п.3, по трем показателям:

- время, затраченное на выполнение, при равном количестве рассмотренных вариантов решения;
- точность, полученная при одинаковом затраченном времени;
- время, затраченное на достижение удовлетворительного результата.

В генетическом алгоритме численность популяции принята равной 50. Соответственно, перебор 10000 решений происходит при количестве поколений, равном 200. Для метода роя частиц количество частиц также принято равным 50. Поэтому, как и для генетического алгоритма, расчет 10000 решений происходит за 200 итераций.

Определение второго показателя производилось путем усреднения максимального отклонения мощности агрегата от оптимального значения в 100 опытах.

При определении времени, затраченного на достижение удовлетворительного результата, остановка расчета производилась при отклонении мощности каждого агрегата от оптимального значения не более, чем на 1%. Опыт проводился 100 раз для каждого алгоритма. Полученное время усреднялось. Стоит отметить, что алгоритм Монте-Карло в отдельных опытах так и не достиг требуемой точности (так как число рассматриваемых вариантов решения было ограничено величиной 10000). Вызвано это тем, что данный алгоритм не имеет направления движения частиц к оптимальному решению, и лишь тестирует отдельные случайные параметры режима.

Результаты расчета показателей для трех методов оптимизации сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Результаты применения различных методов оптимизации

	Алгоритмы		
	Монте-Карло	Генетический	Роя частиц
Время, с (количество объектов 10000)	3210	1797	1773
Максимальное отклонение за 5 мин	0.370	0.798	0.135
Время схождения до удовлетворительно решения (1%), с	1720	426	289

На основании полученных данных, метод роя частиц следует считать наиболее эффективным для задачи оптимального распределения активных мощностей между агрегатами ГЭС. При этом показатели для генетического алгоритма и метода роя частиц достаточно близки.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ целевой функции в задаче оптимального распределения активной мощности между агрегатами ГЭС показал, что для ее решения необходимо использовать численный метод, позволяющий определять глобальный минимум. В работе исследована эффективность применения в данной задаче метода Монте-Карло, генетического алгоритма и метода роя частиц.

В результате показана принципиальная возможность использования любого из этих методов: каждый из них может быть реализован в программном обеспечении ГРАМ, и позволяет найти решение с требуемой точностью. Однако наиболее эффективным для решения рассматриваемой задачи является метод роя частиц, требующий наименьших вычислительных ресурсов.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М.: «Энергоиздат», 1981.

[2] Филиппова Т.А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов гидроэлектростанций. М.: «Энергия» – 1975.

[3] Глазырин Г.В., Твердохлебов Н.Н., Казанцев Ю.В. Оптимальное распределение мощности между агрегатами гидроэлектростанции с учетом напора нетто / Научный вестник Новосибирского государственного технического университета, 2013. – №4 (53).

[4] Грановский С.А., Орго В.М., Смоляров Л.Г. Конструкция гидротурбин и расчет их деталей. М.–Л.: «МАШГИЗ» – 1953.

[5] Альтшуль А.Д. Гидравлические потери на трение в трубопроводах. М.–Л.: «Госэнергоиздат», 1963.

[6] Кривченко Г.И. Гидромеханические переходные процессы в гидроэнергетических установках. М.: «Энергия» – 1975.

[7] N. Metropolis, S. Ulam. The Monte Carlo Method,— J. Amer. statistical assoc. 194944№247 335—341.

[8] Емельянов В. В., Курейчик В. В., Курейчик В. М.Теория и практика эволюционного моделирования.— М: Физматлит, 2003.— С.432.

[9] Дроздов А.Д. Автоматизация энергетических систем. М.: «Энергия» –1977. с 97-98.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Глазырин Глеб Владимирович – главный специалист отдела ТАЭС ЗАО «ИАЭС», к.т.н., доц., тел. (383) 363-0265, e-mail: glazyring@gmail.com

Твердохлебов Николай Николаевич – аспирант Новосибирского государственного технического университета, тел. (383) 346-1373, e-mail: nn.tverd@gmail.com

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА RTDS ДЛЯ АНАЛИЗА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ

АРЦИШЕВСКИЙ Я.Л., КЛИМОВА Т.Г., ЖУКОВ А.В., САЦУК Е.И., РАСЩЕПЛЯЕВ А.И.
(ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ», ОАО «СО ЕЭС»)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Автоматические регуляторы возбуждения, программно-аппаратный комплекс RTDS, частотные характеристики, колебательные моды.

ВВЕДЕНИЕ

Появление различных цифровых систем моделирования сложных электроэнергетических систем в реальном времени позволяет проводить испытания натурных элементов в большом диапазоне ситуаций и конфигураций схем, близким к реальным. Использования программно-аппаратного комплекса *RTDS (Real-Time Digital Simulator)* позволяет решать многие задачи, возникающие при анализе функционирования автоматических регуляторов возбуждения, в том числе:

1. Создание математических моделей микропроцессорных АРВ;
2. Оценка качества функционирования АРВ, в соответствии требованиям СТАНДАРТА [1];
3. Оценка влияния структуры и параметров АРВ на параметры переходных процессов в ЭЭС.

Создание математических моделей микропроцессорных АРВ

При предварительном расчете режимов сети необходимо знать математическую модель микропроцессорного регулятора возбуждения, алгоритм работы которого описывается разностными уравнениями в дискретном времени. Для математической модели необходимо описание АРВ дифференциальными уравнениями в непрерывном времени. Цифровая реализация звеньев, входящих в состав регулятора, отличается от их аналогового представления, что вносит погрешность в математическую модель. Вследствие этого возникает необходимость получения тождественной математической модели микропроцессорных АРВ. Данная задача разделяется на три этапа:

1. получение частотных характеристик АРВ (далее АЧХ, ФЧХ и АФХ)1;
2. аппроксимация экспериментальных характеристик, т.е. получение по частотным характеристикам передаточных функций каналов.
3. проверка правильности (верификация) полученной математической модели при сравнении откликов на тестовые возмущения, возникающих в схемах с исследуемым АРВ или его моделью.

Технические возможности получения экспериментальных частотных характеристик разных регуляторов различаются. В данной статье показываются способы получения частотных характеристик, учитывающие различные технические возможности регулятора, и использование этих характеристик для формирования математических моделей АРВ. Проводится верификация полученных моделей. Все этапы получения математических моделей иллюстрируются на примере автоматического регулятора возбуждения типа AVR-3MTK [3].

При переходе к дискретным алгоритмам регулирования происходит искажение частотных характеристик регуляторов, проявляется основное свойство частотных характеристик цифровых элементов - их периодичность. Возможны разные способы получения дискретных алгоритмов, при

---

[1] [5.6]. **Амплитудно-частотная характеристика** (АЧХ) — для линейной электрической цепи зависимость отношения амплитуды гармонического сигнала на выходе цепи к амплитуде гармонического входного сигнала от частоты входного сигнала.
Фазо-частотная характеристика (ФЧХ) — для линейной электрической цепи зависимость сдвига по фазе между гармоническими колебаниями на выходе и входе этой цепи от частоты гармонических колебаний на входе.
Амплитудно-фазовая характеристика (**АФХ**) — представление частотного отклика линейной стационарной динамической системы в виде графика в комплексных координатах, такой график объединяет на одной плоскости амплитудно-частотную и фазо-частотную характеристики.

этом наибольшие проблемы возникают при создании алгоритмов дискретного дифференцирования. При использовании для расчета производных формулы дифференцирования с наилучшим среднеквадратичным приближением к результатам измерений, возникает запаздывание получения результатов. Чем лучше обеспечивается фильтрация высших гармоник, тем большее запаздывание возникает при получении производной [3]. Из рис.1 видно, что в микропроцессорной реализации используемый алгоритм расчета производной канала производной частоты напряжения имеет наибольшие искажения АЧХ, поэтому этот канал выбран для иллюстрации всех способов определения частотных характеристик.

Необходимые для определения математической модели АРВ частотные характеристики возможно получить различными способами.

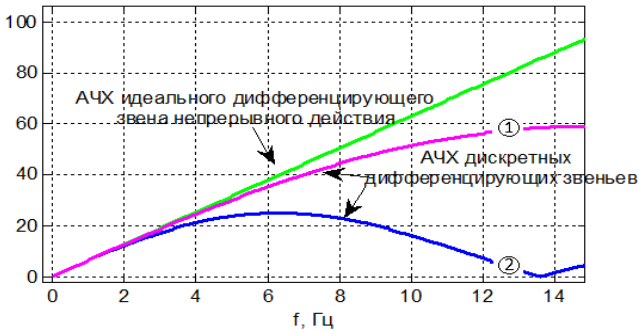


Рис.1. АЧХ идеального дифференцирующего звена непрерывного и звеньев дифференцирования дискретного действия, (1) – дифференцирование в каналах производной напряжения и тока возбуждения, (2) – дифференцирование в канале производной частоты напряжения.

Для линейных систем АЧХ показывает, как изменяется амплитуда входного синусоидального сигнала при прохождении через исследуемое звено, изменение фазы при этом определяет ФЧХ звена. Отсюда следует ***первый*** способ экспериментального получения частотных характеристик [1]. На вход каждого канала подается синусоидальный сигнал с частотой, изменяющейся в диапазоне 0,1÷3 Гц, амплитуда сигнала ограничивается требованием работы схемы АРВ и преобразователей напряжения и частоты в линейном режиме. Для этого используется сигнал напряжения или тока с модулированными соответствующим образом параметрами.

Применение ПАК RTDS позволяет сформировать непрерывную последовательность входных модулированных сигналов, что существенно ускоряет проведение эксперимента. Длительность диапазона существования каждой частоты модуляции выбран с условием достижения установившегося режима после смены частоты модуляции. Регулятор работает автономно. Результат определения АЧХ и ФЧХ и построенного по этим характеристикам АФХ для обоих каналов стабилизации показан красными маркерами «x» на рис.2.

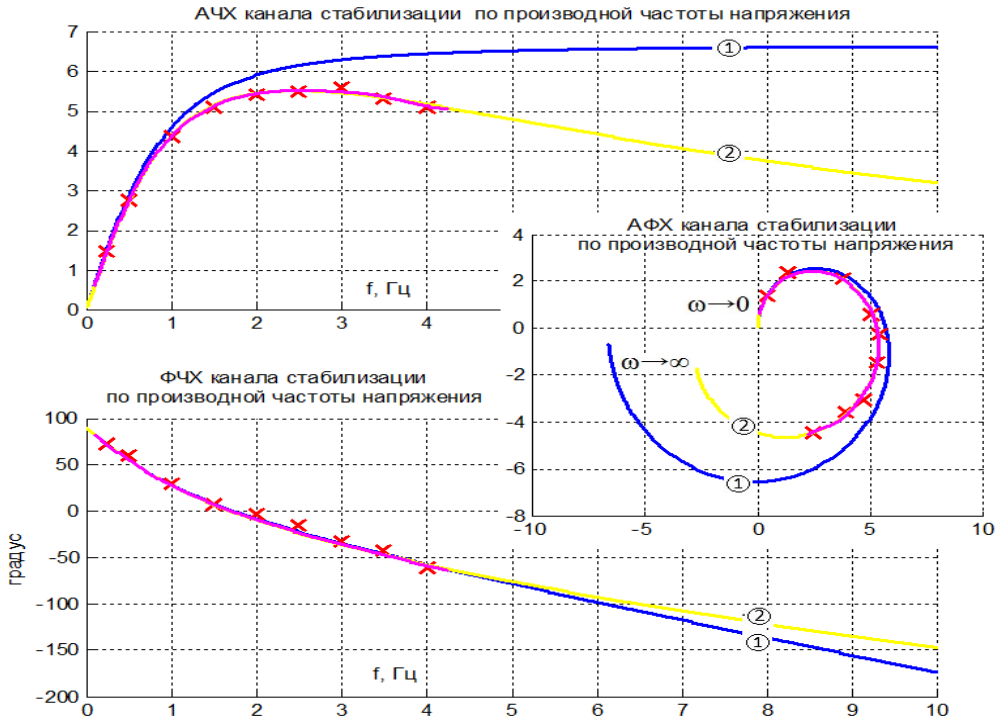


Рис.2. Теоретические (1), экспериментальные и аппроксимированные (2) АЧХ, ФЧХ и АФХ канала стабилизации по производной частоты напряжения в линейном масштабе.

Вычисление характеристик в каждой точке достаточно трудоемко. Использование ПАК RTDS позволяет применить более удобные способы получения частотных характеристик. ***Второй - четвертый*** способы получения частотных характеристик основаны на спектральном методе анализа линейных систем [5]. Указанные способы различаются условиями работы АРВ, возможностью модулирования входных сигналов и получения измерений откликов [6]. Результаты измерений частотных характеристик практически совпадают, отмечены одной линией (рис.2, сплошная сиреневая линия).

Методы аппроксимации экспериментальных данных позволяют получить передаточные функции исследуемых каналов АРВ, дающие аппроксимированные частотные характеристики практически совпадающие с аналогичными экспериментальными. Пример такого совпадения показан на рис.2.

Сопоставление работы АРВ и его математической модели проводится в замкнутой АСР при использовании тестовых сигналов. Наблюдается практически полное совпадение кривых (рис.3).

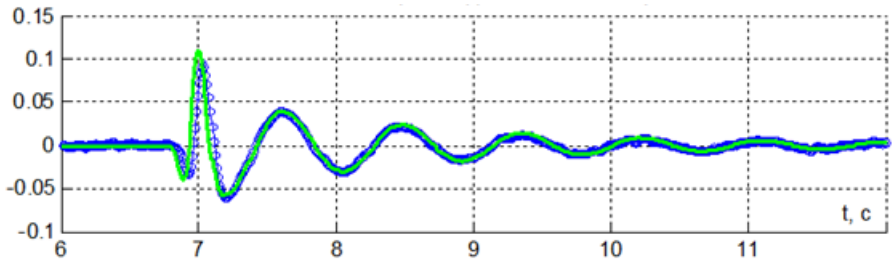


Рис.3. Сравнение сигналов на выходе канала стабилизации по производной частоты напряжения (в) при использовании АРВ (синие кривые) и его математической модели (зеленые кривые).

Оценка качества функционирования АРВ.

Проверка функционирования АРВ сильного действия синхронных генераторов осуществляется созданием схемно-режимных ситуаций и возмущений, определенных в [1]. Для иллюстрации анализа качества переходных процессов выбрано одно из тестовых возмущений, однофазное короткое замыкание длительностью 0,04 с на шинах электрической станции. Далее показывается возможность количественной оценки качества переходных процессов,

характеризующих работу АРВ, при использовании цифровых осциллограмм, полученных при проверке функционирования АРВ [7]. Для иллюстрации возможностей оценки качества переходных процессов рассмотрен переток мощности по линии P-L12.

При проверке качества работы каналов стабилизации сертифицируемого АРВ необходимо сравнить параметры переходных процессов при включенных и выключенных каналах стабилизации.

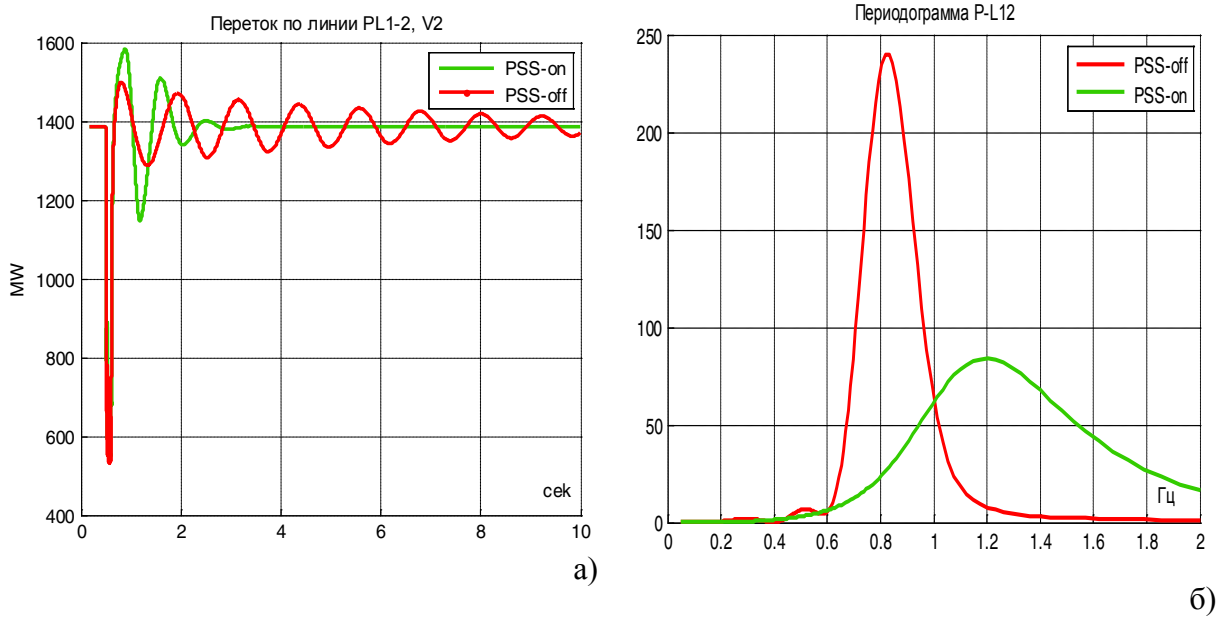


Рис.4. Изменение перетока мощности по линии 1-2 при однофазном кз на шинах станции (а)) и его периодограмма (б)). Зеленая линия относится к процессу при введенных каналах стабилизации (здесь и далее-PSS_on), красная – к процессу при выведенных каналах стабилизации (PSS_off).

Периодограмма показывает, что переходной процесс имеет одну доминирующую колебательную составляющую, независимо от подключения каналов стабилизации. При отключении каналов стабилизации частота колебательного процесса уменьшается, а амплитуда увеличивается.

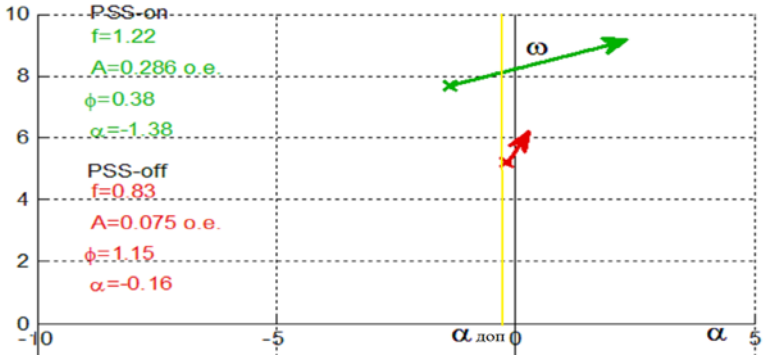


Рис.5. Гипервекторное представление переходного процесса P-L12 при возмущении V2.

При использовании корневого критерия оценки качества переходного процесса рассматривается расположение корней на комплексной гиперплоскости [8] (рис.5). Колебательный процесс представляется вектором, начало которого определяется значениями действительной и мнимой частей корня характеристического уравнения, длина вектора пропорциональна амплитуде колебания, а наклон к горизонтальной оси характеризует его фазу. Дополнительно на плоскости отмечается допустимое минимальное значение действительной части комплексных корней (вертикальная линия $\alpha_{доп}$), определяющее время переходного процесса.

При проверке качества работы каналов стабилизации сертифицируемого АРВ необходимо сравнить параметры переходных процессов при включенных и выключенных каналах стабилизации. Наглядное сравнение дает графическое представление параметров переходного процесса (рис. 6).

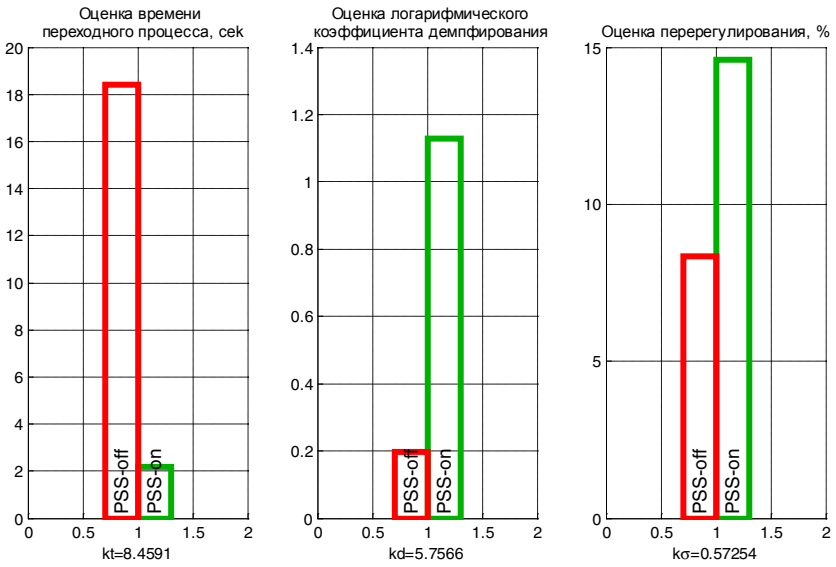


Рис.6. Сравнение характеристик качества переходного процесса P-L12 при возмущении V2, диаграмма характеристик регулирования.

Для данной схемы и режима при включении каналов стабилизации с используемой настройкой регулятора при возмущении V2 время переходного уменьшается в kt≈8 раз, логарифмический коэффициент демпфирования увеличивается в kd≈6 раз, следует отметить, что перерегулирование при выключенных каналах стабилизации меньше, чем при включенных, примерно в 2 раза (kσ≈0.6).

Оценка влияния структуры и параметров АРВ на параметры переходных процессов в ЭЭС.

Одной из важных задач анализа функционирования автоматических регуляторов возбуждения является исследование влияния структуры и параметров АРВ на колебательные процессы, возникающие вследствие возмущений разного вида.

В качестве возмущения используется тестовый импульс V1 – уставка напряжения, задаваемая в АРВ, увеличивается на 5%. Данное возмущение возникает внутри системы регулирования, его рассмотрение иллюстрирует создание колебаний, идущих из АСР. Параметры схемы 1 установлены в соответствии с [1].

Исследуется спектральный состав отклонения частоты напряжения на шинах генератора G1 от номинального значения Δfg(t)=fg(t)-50 при включенных и выключенных каналах стабилизации АРВ-МТ [3] и разных возмущающих воздействиях. Рассматривается влияние коэффициентов преобразования каждого канала стабилизации на спектральные составляющие исследуемого режимного параметра. Параметры рабочего канала напряжения остаются неизменными при различных значениях коэффициентов каналов стабилизации (табл.1)

Таблица 1.
Значения коэффициентов каналов стабилизации для сигналов рис.4.

	K1u	K1If	K0F	K1F
Сигнал 1	0	0	0	0
Сигнал 2	3	2	0	0
Сигнал 3	3	2	5	5
Сигнал 4	3	2	15	0
Сигнал 5	3	2	0	15

При сопоставлении спектральных составляющих и соответствующих временных зависимостей видно, что уже при включении каналов производных напряжения и тока возбуждения существенно уменьшается мощность доминирующей колебательной составляющей (кривая (2)), при этом ее частота практически не изменяется. Добавление каналов стабилизации отклонения частоты и производной частоты напряжения еще больше подавляет доминирующую частоту переходного

процесса (кривая (3)), при этом значение частоты увеличивается и проявляется более низкая частота. Чрезмерное увеличение коэффициента канала отклонения частоты напряжения K0F=15 практически не меняет значение частоты доминирующего колебания, но существенно повышает ее мощность (кривая (4)). Чрезмерное увеличение коэффициента канала производной K1F=15 существенно меняет значение частоты доминирующего колебания и повышает ее мощность (кривая (5)). Совместная установка значений K0F=15 и K1F=15 дает неустойчивое регулирование, возникает расходящееся колебание на доминирующей частоте. На рис.9 показано векторное представление переходного процесса (3), возникшего при возмущении V1.

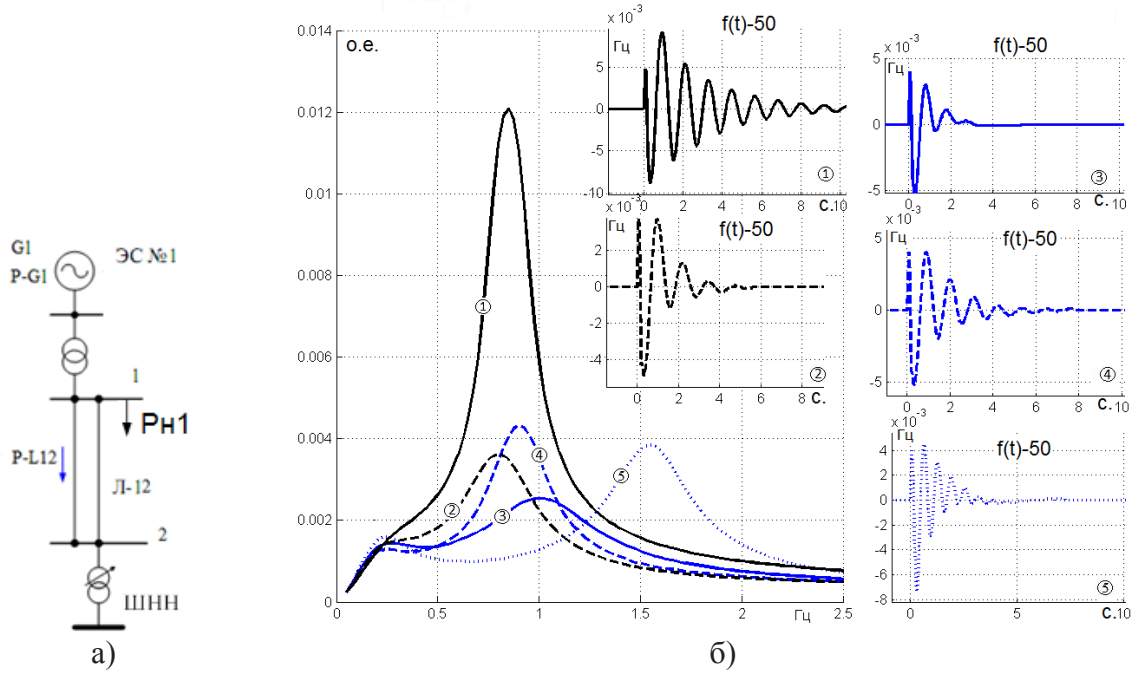


Рис.7. Тестовая схема а), переходной процесс Δfg(t) на шинах G1 ((1)-(5)) и его спектральное представление при возмущении V1, коэффициенты K0F,K1F=var, коэффициенты K1If, K1u= const.

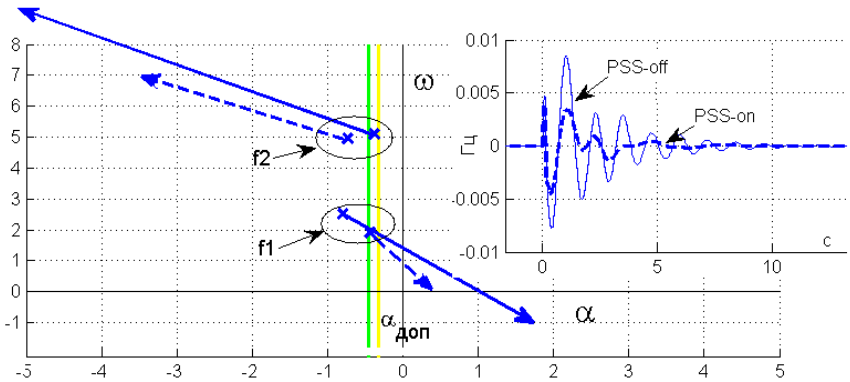


Рис.8. Переходной процесс Δfg(t) при возмущении V1 и его векторное представление при отключенных (сплошная линия) и включенных (пунктир) каналах стабилизации

Хорошо наблюдается влияние каналов стабилизации на параметры колебательных составляющих переходного процесса, в том числе и отрицательное влияние на показатель затухания низкочастотной составляющей f1 переходного процесса. Время затухания колебательной моды f1 увеличивается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1.Получение математических моделей АРВ должно проводиться в три этапа: 1) – экспериментальное определение частотных характеристик АРВ. Способ определения экспериментальных частотных характеристик зависит от технических возможностей АРВ.

Использование ПАК RTDS позволяет применять различные способы экспериментального определения частотных характеристик различных элементов схем.

2. Рассмотрено несколько способов представления информации о параметрах переходных процессов и сопоставления результатов работы при сертификационных испытаниях. Установлено, что наиболее информативным является использование сравнительной диаграммы, отражающей влияние разных параметров и возмущений на характеристики качества процесса регулирования.

3. Рассмотрен спектральный состав частотной режимной характеристики при различных схемах энергосистем и вариации параметров энергообъектов при включенных и отключенных каналах стабилизации АРВ. Включение каналов стабилизации позволяет управлять параметрами колебательных мод переходных процессов при различных возмущениях, а представление состава переходного процесса на гиперплоскости позволяет контролировать действие алгоритмов АРВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012, дата утверждения 03.04.2012. «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов».
2. «Методические указания по устойчивости энергосистем» (утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277).
3. Логинов А.Г., Фадеев А.В. Микропроцессорный автоматический регулятор типа АРВ-М для систем возбуждения АО «Электросила».-Электротехника, 2001, 9.
4. В.А. Веников Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – 4-е изд. перераб. и доп. –М.- Высшая Школа, 1985.-536с.
5. С.И. Баскаков Радиотехнические цепи и сигналы. – М. Высшая Школа, 2000. – 462с.
6. Я.Л. Арцишевский, Т.Г. Климова, А.В. Жуков, Е.И. Сацук, А.И. Расщепляев Использование программно-аппаратного комплекса RTDS для анализа функционирования автоматических регуляторов возбуждения. Получение и верификация моделей микропроцессорных АРВ, Энергетик, 2014, 1
7. Я.Л. Арцишевский, Т.Г. Климова, А.В. Жуков, Е.И. Сацук, А.И. Расщепляев Использование программно-аппаратного комплекса RTDS для анализа функционирования автоматических регуляторов возбуждения. Оценка качества переходного процесса, Энергетик, 2013, 10
8. Я.Л. Арцишевский, Т.Г. Климова, А.И. Расщепляев. Представление переходных процессов электроэнергетических систем на гиперплоскости с двумя системами координат, Электричество. 2011,4.

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛЭП ПО ИХ КОНСТРУКТИВНЫМ ПАРАМЕТРАМ В ПК «RASTRWIN3»

Александров А.С., Богданов С.С. (ОАО «НТЦ ЕЭС»)

Расчет нормальных и аварийных режимов, токов короткого замыкания невозможен без схемы замещения. Требуемую точность расчета эквивалентных сопротивлений ЛЭП обеспечивает учет таких параметров, как:

1) марка провода и троса;
2) тип опоры;
3) способ заземления троса;
4) проводимость почвы;
5) наличие параллельных линий.

С этой целью в программный комплекс RastrWin3 добавлен модуль расчета параметров схемы замещения ЛЭП.

Данный модуль позволяет определять:

1) продольное сопротивление и поперечную проводимость (прямая и нулевая последовательность);
2) продольное сопротивление взаимоиндукции.

Модуль содержит справочники по типам опор, проводов и тросов с возможностью их редактирования.

Способ заземления троса принимается во внимание следующим образом:

1) на каждой опоре – влияние троса учитывается;
2) через разрядник – влияние не учитывается;
3) заземлен по концам ЛЭП – учитывается как отдельная линия;
4) трос отключен – влияние не учитывается.

При расчете также учитывается расщепление провода.

В основе расчетного блока лежат алгоритмы, представленные в «Руководящих указаниях по релейной защите №11» [1].

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Исходной точкой для определения реактивного сопротивления являются система «провод – земля», допущения и формулы Карсона [2], согласно которым индуктивное сопротивление может быть представлено следующим образом:

$$x_L = 0.145 \lg \frac{D_э}{R_э} \quad , \qquad (1)$$

где $D_э$ – эквивалентная глубин расположения обратного провода в земле; $R_э$ – эквивалентный радиус провода.

Сопротивление взаимоиндукции двух линий «провод – земля» равно:

$$x_M = 0.145 \lg \frac{D_э}{D}, \qquad (2)$$

где D – расстояние между двумя линиями.

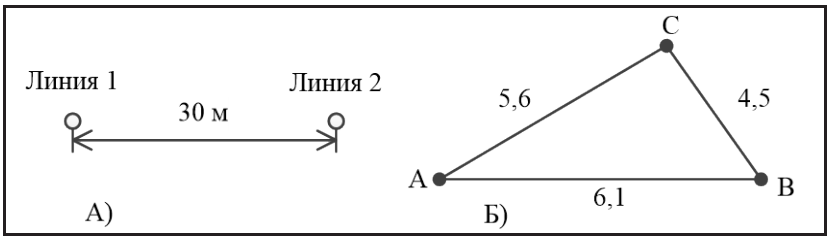


Рис. 1. Расположение: а –двух параллельных линий; б – фаз одноцепной линии

Для расчета взаимоиндукции (2) трехфазных линий вводится упрощение – расстояние между линиями рассчитывается как среднее геометрическое расстояние между проводами фаз А, В, С.

Общий метод решения сводится к составлению уравнений для системы **n** линий и системы **m** тросов:

$$\left.\begin{aligned} \Delta U_a &= Z_{aa}I_a + Z_{ab}I_b + \cdots + Z_{an}I_n \\ \Delta U_b &= Z_{ab}I_a + Z_{bb}I_b + \cdots + Z_{bn}I_n \\ &\cdots\cdots\cdots \\ \Delta U_n &= Z_{an}I_a + Z_{bn}I_b + \cdots + Z_{nn}I_n \end{aligned}\right\} \quad (3)$$

где Z_{aa}, Z_{bb}, … Z_{nn} – полное сопротивление самоиндукции, а Z_{ab} … $Z_{(n-1)n}$ – полное сопротивление взаимоиндукции.

В качестве примера определения собственных продольных и взаимных сопротивлений прямой и нулевой последовательности рассмотрим случай двух одинаковых трехфазных параллельных линий (рис. 1, а). Расположение фаз каждой линии дано на рис. 1, б. Фазные провода имеют марку АС-70, диаметр сечения 11,4 мм, активное сопротивление 0,428 Ом/км. Для упрощения трос заземлен в одной точке и не влияет на значение продольного сопротивления линии.

Эквивалентный радиус провода $\rho_э = 0{,}9\,\rho_п = 0{,}9 * \frac{11{,}4}{2} = 5{,}13 * 10^{-3}$ м.

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (см. рис. 1, б)

$D_{ср} = \sqrt[3]{D_{ab}D_{ac}D_{bc}} = \sqrt[3]{6{,}1 \cdot 5{,}6 \cdot 4.5} = 5{,}3$ м.

Сопротивление прямой последовательности одной цепи по формуле (1):

$Z_1 = r + j0{,}145\lg\frac{D_{ср}}{\rho_э} = 0{,}428 + j0{,}145\lg\frac{5{,}3}{5{,}13\cdot10^{-3}} = 0{,}428 + j0{,}437$ Ом/км.

Эквивалентная глубина возврата тока через землю принимается равной $D_э = 1000$ м.

Средний геометрический радиус системы трех проводов линии: $\rho_{ср} = \sqrt[3]{\rho_э\, D_{ср}^2} = \sqrt[3]{5{,}13 \cdot 10^{-3} \cdot 5{,}3^2} = 0{,}52$ м.

Собственное сопротивление нулевой последовательности каждой линии:

$Z_{01} = Z_{02} = r + 0{,}15 + j0{,}435\lg\frac{D_э}{\rho_{ср}} = 0{,}428 + 0{,}15 + j0{,}435\lg\frac{1000}{0{,}52} = 0{,}578 + j1{,}42$ Ом/км.

Среднее геометрическое расстояние между цепями отдельных линий:

$D_{I\,II}$ = 42,38 м.

Сопротивление взаимоиндукции между параллельными линиями 1 и 2 определяются по формуле (2):

$$Z_{12} = 0{,}15 + j0{,}435 \lg \frac{1000}{42{,}38} = 0{,}15 + j0{,}6 \text{ Ом/км}.$$

На рис. 2 приведена схема нулевой последовательности двух параллельных линий при расположении их в соответствии с рис. 1, а.

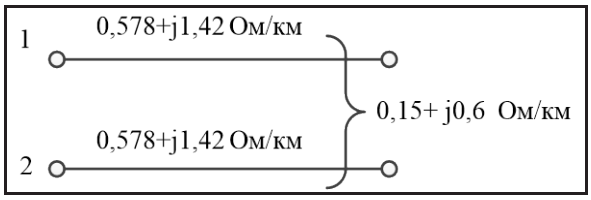


Рис. 2. Схема нулевой последовательности

ВЫВОДЫ

Расчетный модуль позволяет автоматизировать работу по составлению схемы замещения на основе конструктивных параметров ЛЭП. Схема замещения, полученная на основе данного расчетного модуля, может применяться для всех задач в ПК «RASTRWIN3».

ЛИТЕРАТУРА

[1] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ. – М.: Энергия, 1979.

[2] Вагнер К.Ф., Эванс Р.Д. Метод симметричных составляющий. – Л.: ОНТИ НКПТ СССР, 1936.

РАННЕЕ ВЫЯВЛЕНИЕ ПРЕДАВАРИЙНЫХ СОСТОЯНИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ НА БАЗЕ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Курбацкий В.Г., Томин Н.В., Воропай Н.И., Панасецкий Д.А
Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН

1. ВВЕДЕНИЕ

В последние десятилетия отключения в энергообъединениях (ЭО) Северной Америке, Европе и Азии наглядно демонстрируют повышение вероятности крупных системных аварий [1, 2]. Современная либерализация экономики России и усложнение топологии отечественных ЭЭС приводят к тому, что электрические сети эксплуатируются в режимах близких к критическим, а особенности российской электросетевой структуры приближаются к свойствам западных ЭО. Поэтому в ближайшей перспективе можно ожидать возникновения крупных аварий в отечественных ЭО, аналогичных по характеру последним отключениям в западных ЭО. Первой подобной системной аварией, произошедшей в ЕЭС России, была авария в Московской энергосистеме в мае 2005 года [2].

В подобных сложных условиях современные энергосистемы должны стать гораздо "умнее", чтобы эффективно противостоять всё возрастающей угрозе крупных системных аварий. При этом, надёжная эксплуатация крупных ЭО не может быть достигнута без полного понимания поведения системы во внештатных и аварийных условиях. Существующая практика управления отдельными частями системы без знания «полной картины» может привести к еще большим рискам крупных системных аварий. Очевидно, что необходима разработка и внедрение интеллектуальных систем для предотвращения крупных системных аварий в энергосистемах с возможностью предотвращать в реальном времени аварийные ситуации прежде, чем они приведут к более серьёзной аварии.

В данной работе предлагается новый интеллектуальный подход к системе мониторинга и оценки надёжности ЭЭС с целью раннего предупреждения опасных состояний режима и аварийных ситуаций прежде, чем они приведут к крупной системной аварии. Предложенный подход способен обнаруживать аварийные состояния, возникающие одновременно в разных частях крупной объединенной ЭЭС, и при необходимости запускать систему противоаварийного управления. Для реализации данного подхода используются математические модели на базе машинного обучения: нейронная сеть Кохонена и метод деревьев решений Random Forest, RF (Случайный Лес) [3, 4].

2. ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ

2.1. Задачи мониторинга и оценка режимной надёжности ЭЭС

Необходимым условием надежного функционирования ЭЭС является допустимость режима, т.е. его нахождение в области, определяемой допустимыми пределами по току, напряжению, статической устойчивости и др. [5]. В качестве критерия надежности при функционировании ЭЭС принят детерминистический критерий n – i, i = 1,2,… (в основном критерий n-1). Проверка такого условия сводится к контролю фактических значений потоков мощности, напряжений и других режимных параметров и сравнению их с заданными предельными значениями. Сегодня моделирование вероятных отказов и оценка статических послеаварийных режимов с целью выявления и устранения возникших отклонений от требований надежности является обязательной процедурой в практике управления текущими и краткосрочными режимами зарубежных ЭЭС. В структуре управления режимами ЭЭС в темпе процесса комплекса задач выделяют три основные составляющие: мониторинг; оценка режимной надёжности и управление.

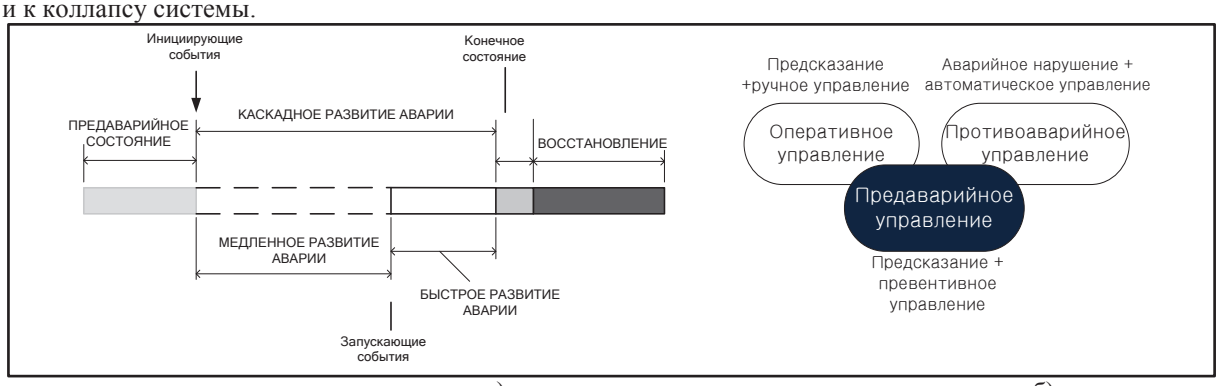
Режимная надежность ЭЭС зависит от режимных параметров, состава оборудования, погодных условий, резервов мощности в системе. Предоставление этой информации в любой момент времени – суть задачи мониторинга, от ее качества зависит эффективность всего комплекса управления надежностью ЭЭС. Наиболее ответственная часть выполнения мониторинга – формирование модели текущего режима ЭЭС на основе результатов измерений, поступающих в темпе процесса. Оперативная модель ЭЭС необходима не только для слежения за изменением состояния системы, но является основой для выполнения анализа возможных аварийных ситуаций (послеаварийных режимов) и расчетов корректирующих и/или превентивных управляющих воздействий (УВ). Оценка режимной надёжности ЭЭС в темпе процесса, на практике, заключается в выполнении следующих этапов: (1) проведение в автономном режиме процедуры имитационного моделирования режимов ЭЭС с целью нахождения определённых типов номограмм, которые для диспетчеров определяют границы допустимых пределов эксплуатации; (2) выполнение в режиме реального времени проверки критерия n-1 с целью анализа последствий аварийных нарушений режима ЭЭС.

Традиционные методы оценки надежности и устойчивости ЭЭС включают численные решения нелинейных уравнений перетоков мощности и исследования переходных процессов с детальным моделированием для всех значимых нарушений режима работы ЭЭС. Из-за комбинаторной природы проблемы, эти подходы требуют большого времени вычислений и, следовательно, не могут быть эффективно использованы в режиме реального времени.

Более того, в чрезвычайных ситуациях, диспетчеру приходится иметь дело с большим объёмом данных и оперативно вырабатывать необходимые восстановительные мероприятия. Однако вследствие эмоционального и психологического напряжения, он не всегда в состоянии адекватно реагировать на критические условия и принимать правильные решения в кратчайшие сроки. Ошибки диспетчера могут привести к повреждению очень дорогого энергооборудования и, в конечном итоге, к крупным системным авариям и каскадным отключениям.

2.2. Раннее выявление предаварийных состояний ЭЭС

Ряд исследователей выделяют неустойчивость по напряжению в качестве одной из основных причин системных аварий в ЭЭС [2]. Анализ закономерностей развития крупных системных аварий позволил выделить несколько характерных фаз: предаварийное состояние, инициирующие события, каскадное развитие аварии, конечное состояние и восстановление (рис. 1,а). В свою очередь, каскадное развитие аварии можно разделить на фазу медленного развития аварии, фазу запускающих событий и фазу быстрого развития аварии. Критической точкой, после которой остановить переход штатной аварийной ситуации в крупную системную аварию практически невозможно, является возникновение запускающих событий. После возникновения запускающего события баланс между генерацией и потреблением может быть нарушен, что, в свою очередь, приведёт к быстрому каскадному отключению большого количества элементов сети и к коллапсу системы.



а) б)

Рис. 1. Анализ аварийных режимов работы ЭЭС: а) характерные фазы развития системной аварии; б) предложенный подход для мониторинга и управления ЭЭС.

Очевидно, что раннее выявление предаварийных состояний, которые могут привести к быстрому ухудшению состояния ЭЭС, приобретает первостепенное значение для обеспечения надёжного функционирования энергосистем. Такие состояния, как правило, характеризуются сочетанием ряда параметров ЭЭС, которые находятся на границе нормативных пределов. В этом случае даже небольшое возмущение может вызвать одновременное нарушение нескольких параметров системы, что приведёт к быстрому ухудшению режима работы энергосистемы. Задача усложняется с учётом того, что большинство предаварийных состояний являются уникальными, и нет единого алгоритма (подхода) для эффективного выявления таких режимов.

В связи с этим, как отмечено в [6], возникает необходимость в разработке более эффективного интеллектуального метода, использующего данные реального времени, с целью своевременного выявления предаварийных состояний для предотвращения лавины напряжения в ЭЭС (рис. 1,б).

3. ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ОЦЕНКИ РЕЖИМНОЙ НАДЁЖНОСТИ НА БАЗЕ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

В статье предлагается новый интеллектуальный подход к системе мониторинга и оценки режимной надёжности ЭЭС с целью раннего предупреждения опасных состояний режима и аварийных ситуаций прежде, чем они приведут к крупной системной аварии. Предложенный подход, реализованный на базе алгоритмов машинного обучения, способен обнаруживать аварийные состояния, возникающие одновременно в разных частях крупной объединенной ЭЭС.

3.1. Алгоритмы машинного обучения в задаче классификации состояний ЭЭС

Под машинным обучением понимается направление искусственного интеллекта, изучающее методы построения алгоритмов, способных обучаться на примерах. Для решения задач этого направления обычно применяется методология машин опорных векторов, метода ближайших соседей, деревьев решений, искусственных нейронных сетей (ИНС) и т.п. Предложенный в статье подход направлен на идентификацию аварийных состояний в режиме реального времени. Для решения этой задачи предлагается использовать совместно следующие методы распознания образов: кластеризации на базе самоорганизующийся ИНС Кохонена (Kohonen neural network) и классификации с использованием деревьев решений Random Forest, RF (случайный лес) [3].

Понятие обучающей выборки является ключевым в распознании образов. Под такой выборкой обычно понимается $D = \{x_i, y_i\}_{i=1}^{l}$ из некоторого (неизвестного) распределения. Здесь $x_i, i = 1,2, \dots, l$ – векторы признаков (называемые прецедентами), координаты которых представляют значения n признаков (независимых признаков), измеренных на некотором объекте (образе). Множество всех возможных значений векторов X называется пространством образов. Соответствующие y_i представляют собой значения зависимой переменной. Если y_i может принимать только конечное число значений, т.е. $y_i \epsilon \{\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_c,\}$, $c \geq 2$, то мы имеем задачу классификации. В этом случае y_i называется меткой класса и определяет принадлежность соответствующего объекта к одному из c классов. В случае если y_i не задано, то мы говорим о задаче кластеризации [4].

Самоорганизующиеся карты Кохонена относятся к соревновательным ИНС, выполняющих задачу визуализации и кластеризации. Кластеризацию Кохонена можно рассматривать как одну из форм машинного "обучения без учителя", используемую для обнаружения характерных или значимых закономерностей в больших наборах данных, при отсутствии априорной информации. Метод RF основан на построении большого числа (ансамбля) деревьев решений, каждое из которых строится по выборке, получаемой из исходной обучающей выборки с помощью бутстрепа (т.е. выборки с возвращением). Классификация осуществляется с помощью мажоритарного голосования классификаторов (полученного леса деревьев), что существенно повышает точность окончательной классификации.

3.2. Интеллектуальная предупредительная система

Концепция интеллектуального подхода базируется на выявлении предаварийных состояний на основе сбора данных и классификации режимов работы ЭЭС с выявлением потенциально опасных состояний и прогнозирования дальнейшего изменения режима. Сбор данных осуществляется с помощью системы SCADA, которая определяет набор нарушенных параметров. С другой стороны, предлагаемая предупредительная система способна выполнять следующие две задачи, которые не могут быть решены в традиционной системе SCADA: (1) классифицировать состояния ЭЭС с целью определить насколько опасен тот или иной режим работы для режимной надёжности всей системы; (2) определить аварийные ситуации, которые могут привести к крупной системной аварии.

Предлагаемая предупредительная система (модель тревожной сигнализации) позволяет идентифицировать режимы работы ЭЭС последовательным решением задачи кластеризации/классификации с использованием оригинальных свойств сети Кохонена и метода RF. Цель применения гибридного подхода состоит в повышении точности классификации режимов ЭЭС, сочетая преимущества ИНС-моделей и деревьев принятий решений. Топологические карты Кохонена позволяют в наглядной форме визуализировать состояния ЭЭС и проанализировать в темпе процесса, тенденции изменения режимов работы системы в ближайшей перспективе (предсказать будущее состояние ЭЭС). Применение метода RF даёт возможность верифицировать результаты кластеризации за счёт применения комитета деревьев и оценить в процентах вероятность принадлежности к классу из отрезка [0, 1] за счёт встроенной процедуры оценки вероятности ошибочной классификации.

Предложенная интеллектуальная система обучается, используя набор обучающих примеров на основе случайно сгенерированных режимных ситуаций в ЭЭС. Процессы обучения и тестирования системы осуществляются в два этапа – кластеризации Кохонена и классификации на базе RF. На первом этапе применяется кластеризация на базе сети Кохонена. Значения полученных кластеров определяются с помощью тестов, представляющих собой набор нормальных и аварийных условий в ЭЭС. Основная идея использования нейросетевого классификатора Кохонена заключается в создании модели, которая обучается классифицировать (разбивать на кластеры), отслеживать и предсказывать аварийные ситуации. Кластеризация состояний основана на критериях «аварийный или неаварийный режим», которые, в свою очередь, подразделяются на «нормальный», «утяжелённый (предупредительный)», «аварийный (корректируемый)» и «аварийный (некорректируемый)». В этом случае нормальное состояние означает, что все параметры ЭЭС поддерживаются в пределах нормы эксплуатации [3, 4]:

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} = P_D + P_{loss}, \quad P_{Gi}^{min} \le P_{Gi} \le P_{Gi}^{max}. \; i = 1,2,\dots,N_G \qquad (1)$$

$$\left|U_k^{min}\right| \le |U_k| \le |U_k^{max}|, \; k = 1,2,\dots,N_B \;\; P_{km} \le P_{km}^{max} \text{ для каждой ветви } k-m \qquad (2)$$

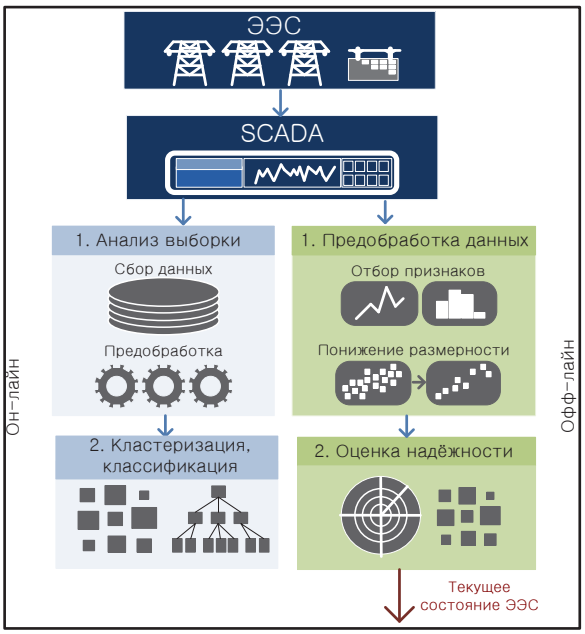


Рис. 2. Основная блок-схема предупредительной системы.

где P_{Gi} – реальная генерация мощности узла i, P_D – общее потребление мощности, P_{loss} – реальные полные потери мощности в линиях, $|U_k|$ – величина напряжения на шине k, P_{km} – переток мощности по ветви $(k-m)$, N_G и N_B – количество генераторов и узлов в ЭЭС, соответственно.

Согласно выражениям (1) и (2) под нормальным состоянием ЭЭС понимается режим, когда все параметры электрической сети поддерживаются в определенных пределах эксплуатационных норм (например, напряжение на шинах находится в пределах 0,92 и 1,10 отн.ед.). Утяжелённый (предупредительный) режим означает, что некоторые параметры ЭЭС превышают указанные нормальные пределы (например, напряжение на шине может превышать ±5%, но, при этом, оставаться в пределах ±10%). В аварийном (корректируемом) режиме своевременная реализация УВ всё ещё даёт возможность избежать дальнейшего ухудшения ситуации. Аварийный (некорректируемый) режим означает, что текущая аварийная ситуация уже не может быть исправлена, и она приведёт систему к крупной аварии.

На втором этапе, полученные в результате кластеризации Кохонена, метки (категории) состояний ЭЭС, согласно выражениям (1) и (2), используются для "обучения с учителем" модели случайного леса. По аналогии с сетью Кохонена, в автономном режиме, проводится обучение и построение случайных деревьев на основе обучающей выборки случайно сгенерированных режимных

ситуаций. Оценка вероятности ошибочной классификации осуществляется методом "Out-Of-Bag", который обеспечивает получение естественной оценки вероятности принадлежности к тому или иному классу на основе наблюдений, не входящих в обучающие бутстреп выборки.

В итоге, интеллектуальная предупредительная система в автономном режиме обучается распознавать перечисленные выше режимы работы ЭЭС и используется для “on-line” классификации состояний ЭЭС на основе шаблонов, созданных в автономном режиме (рис. 2). Измерения в реальном времени будут использоваться для оценки текущего состояния ЭЭС. В случае, если интеллектуальная предупредительная система определяет предаварийное состояние, то она может активировать противоаварийную автоматику с целью предотвращения дальнейшего ухудшения режима ЭЭС.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ

Предлагаемая интеллектуальная система реализована в программных средах STATISTICA и R. Моделирование поведения ЭЭС выполнялось с использованием систем алгебраических уравнений (уравнения установившегося режима) и дифференциально-алгебраических уравнений (уравнения динамики). Программная реализация выполнена на базе системы MatLab (расчетная среда пакета PSAT). В данной статье предлагаемая модель была протестирована на модифицированной 53-узловой электрической схеме IEEE RTC-96 (рис. 3а). Тестовая ЭЭС состояла из двух подсистем - подсистема А и подсистема Б. В подсистеме Б имеется избыток реактивной мощности, в подсистеме А - нехватка. Предлагаемая тестовая схема повторяет структурные особенности многих ЭЭС, в которых может наблюдаться нарушение устойчивости узлов нагрузки.

Рассмотрим безаварийное отключение автотрансформатора (АТ) связи шин 101 – 208 в момент времени t=10 с. Во время процесса были использованы два типа автоматического управления:

1) управление на базе традиционной автоматики (ТА), включающее автоматический регулятор частоты вращения турбины (АРЧВ), устройство автоматического ограничения снижения напряжения (АОСН), ограничитель перевозбуждения (ОП) на каждом генераторе, и регулирования напряжения под нагрузкой РПН трансформаторов на шинах 204 – 210;

2) управление на базе мультиагентной автоматики (МАА) [4], в которой в дополнение к набору локальных контролеров и автоматических устройств ТА привлечены РПН трансформаторов на шинах 101-103.

В случае использование ТА, отключение АТ 101-208 в момент времени t=10 сек. приводит к перегрузке генераторов (рис. 3б). Спустя 15 секунд в результате действия автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ) на трансформаторе последовательно перегружаются все генераторы в подсистеме. В момент t=300 с. все генераторы выходят на предел по току ротора, в системе не остается резервов реактивной мощности. Первичные напряжения на шинах нагрузки в подсистеме достигают 0.8 $U_{ном}$ (t=500 с.). АОСН не сработает, и возникающая лавина напряжения (t=600 сек) приводит к отключению генераторов и к полному погашению рассматриваемой подсистемы с последующим развитием каскадной аварии.

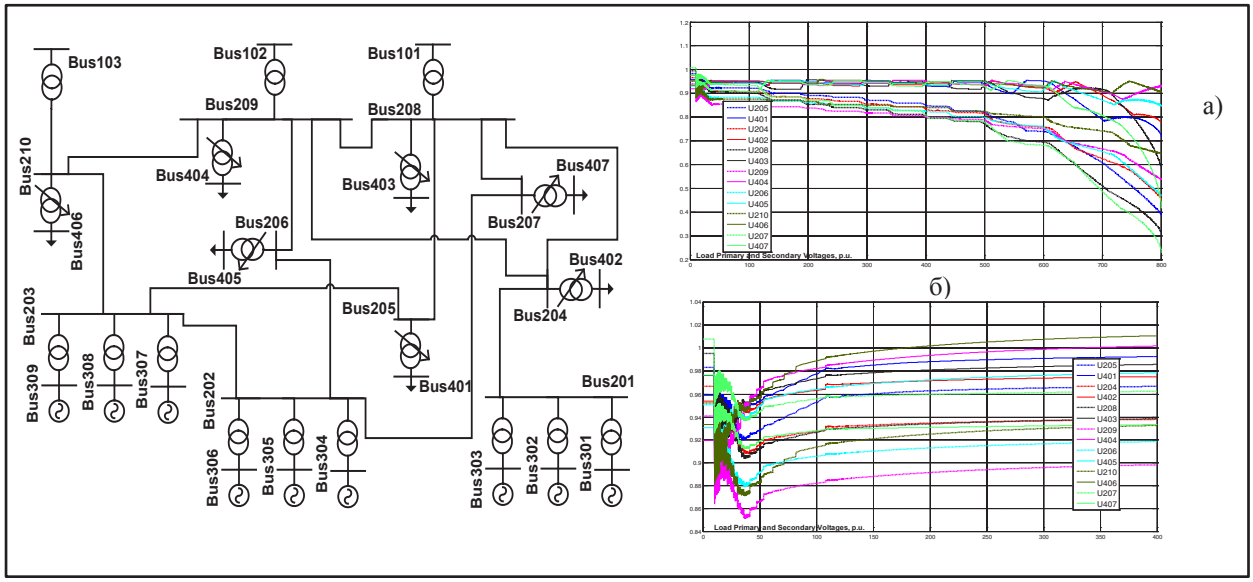


рис. 3. Моделирование поведения ЭЭС в аварийной ситуации: *а) фрагмент тестовой электрической сети – подсистема Б б) изменения уровней напряжения на шинах при использовании традиционной автоматики и в) мультиагентной автоматики*

В случае применения МАА ей координируются основные контроллеры реактивной мощности в системе с целью предотвратить лавину напряжения. После отключения АТ (t=10 с) МАА обнаруживает опасные уровни токов возбуждения ряда генераторов, и блокирует РПН трансформаторов (рис. 3в). Локальная автоматика снижает уставку АРВ. Агенты генерации на шинах 202 и 203 увеличивают выработку реактивной мощности до тех пор, пока ток генераторов возбуждения не достигнет значений, близких к критическим. Совместные действия агентов позволяют разгрузить генераторы, подключенные к шине 201, в результате чего системе удаётся избежать лавины напряжения.

В работе была обучена и протестирована модель Кохонена размерностью 4x4 с использованием следующих входных данных: первичные напряжения на шинах 204-210; вторичные напряжения на шинах 402-406; напряжения возбуждения АОСН для генераторов G301-G309; выходные сигналы АРЧВ и токи статора для генераторов G301 G309. Идентификация состояний ЭЭС определялась на базе ограничений по надёжности, заданных уравнениями (1) и (2). Кластеры, сформированные сетью Кохонена, отражают определённые режимы работы тестируемой сети: нормальное состояние - normal; утяжелённое (предупредительное) – alarm 1-5; аварийные (корректируемые) – emergency (correctable 1-2); аварийное (некорректируемое) – emergency (non-correctable). Модель на базе метода RF была обучена и протестирована на основе той же выборки с метками классов, сформированных на этапе Кохонена. В результате, классификатор RF способен определять категории режимов работы тестовой ЭЭС, аналогичные классификатору Кохонена. При этом метод RF в процентном соотношении позволяет выдавать апостериорную вероятность принадлежности к классу, что в рамках данной задачи соответствует вероятности текущего состояния ЭЭС с точки зрения режимной надёжности.

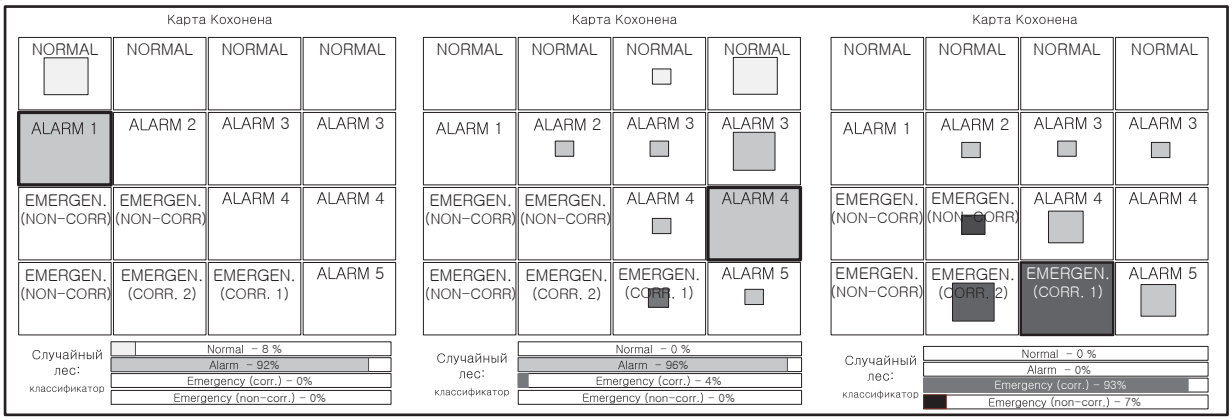


Рис. 4. Карта Кохонена для расчётного случая управления ТА: (а) t=10с, (б) t=130.63 с, (в) t=508.125 с

На рис. 4, состояние “Alarm 1” выявлено при *t=10 с.*, вероятность этого состояния оценивается методом RF как 89% (рис. 4а). Состояние “Alarm 3” зафиксировано при *t=130.63 с.*, вероятность состояния – 96% (рис. 4б), но состояния “Alarm 2, 4, 5” и “Emergency 1 (corr.)” также активизируются в этот момент времени. Состояние “Emergency1 (corr.)” с вероятностью 93% выявлено при *t= 508.13 с.* (рис. 4в), но в этот момент также получен отклик от кластера “Emergency (non-corr.)” с вероятностью 7%. Такая ситуация означает, что устойчивость энергосистемы находится под угрозой и необходимо принять срочные меры, чтобы предотвратить дальнейшее ухудшение ситуации. Для демонстрационных целей были исследованы схемы управления ТА и МАС ПАУ. В случае управления ТА, сеть Кохонена идентифицирует “Emergency (non-corr.) в момент *t=625 с.* с оценкой RF в 92%. Это состояние соответствует коллапсу напряжения в ЭЭС.

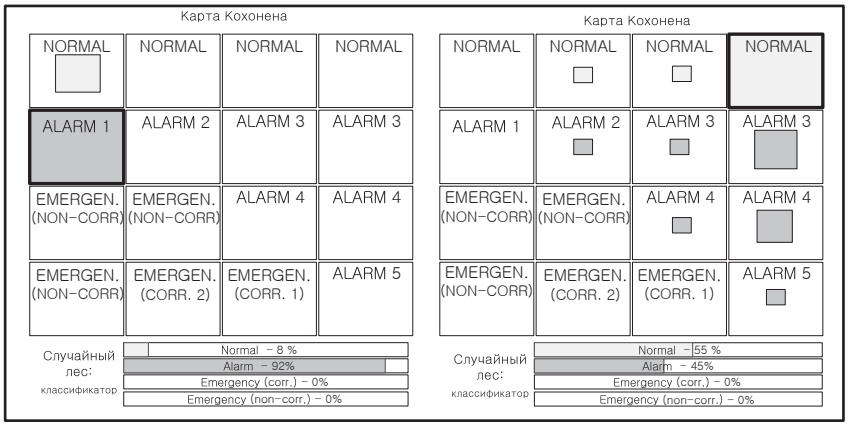


Рис. 7. Карта Кохонена для расчётного случая управления МАА: (а) t=10с, (б) t=130.63 с, (в) t=508.125 с

Однако, при использовании МАА, как только интеллектуальная система обнаружила предупредительное состояние (alarm), МАА была активизирована, чтобы предотвратить режим от дальнейшего ухудшения. Состояние “Alarm 1” было также определено в момент *t=10 с.* (рис. 7а), и когда МАА была активирована, агенты заблокировали РПН трансформаторов и напряжение начало стабилизироваться. В момент *t=206 с.* системой сигнализацией не было обнаружено ухудшения ситуации, и сеть перешла в нормальный режим работы “Normal” с вероятностью 55% (рис. 7б).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье предложен интеллектуальный подход к системе мониторинга и оценки надёжности ЭЭС с целью раннего предупреждения опасных состояний режима и аварийных ситуаций прежде, чем они приведут к крупной системной аварии. Для реализации данного подхода используются математические модели на базе машинного обучения: нейронная сеть Кохонена и метод деревьев решений RF. Предложенная система рассматривается как вариант советчика диспетчера

и может быть использована как система сигнализации, запускающая противоаварийную автоматику для предотвращения крупной аварии.

Литература

[1]. Makarov Y.V., Reshetov V.I., Stroev V.A., Voropai N.I. Blackout Prevention in the United States, Europe And Russia // in 2005 *Proc. of the IEEE,* 93 (11), 2005, pp. 1942-1955

[2]. Report of Commission of JSC "UES of Russia" on the investigation of blackout that occurred on May 25, 2005, http://www.rao-.ru/ru/news/account/show.cgi?content.htm (in Russian).

[3]. Чистяков С.П., Случайный лес: обзор // Труды Карельского научного центра РАН, № 1. 2013. С. 117–136

[4]. Breiman L. Random forests // Machine Learning. 2001. Vol. 45, N 1. P. 5–32

[5]. Манов Н.А. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем/ Манов Н.С. и [др.]. – Коми научный центр УрО РАН, Сыктывкар, 2010. – 292 с.

[6]. Negnevitsky M., Voropai N., Kurbatsky V., Tomin N., and Panasetsky D. Development of an Intelligent System for Preventing Large-Scale Emergencies in Power Systems // IEEE/PES General Meeting, Vancouver, BC, Canada, 21-25 July 2013

Курбацкий Виктор Григорьевич – профессор, д.т.н., ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, e-mail: kurbatsky@isem.sei.irk.ru;
Томин Никита Викторович - к.т.н., старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, e-mail: tomin@isem.sei.irk.ru;
Воропай Николай Иванович – член-корр. РАН, директор ИСЭМ СО РАН, e-mail: voropai@isem.sei.irk.ru;
Панасецкий Даниил Александрович - научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, e-mail: panasetsky@gmail.com

ЭКСПЕРТНАЯ СИСТЕМА И ТРЕНАЖЕР АНАЛИЗА НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Анашкин С.В., Каковский С.К., Карташов С.В., Любарский Ю.Я., Мирошкин А.Г.
(ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»)

ВВЕДЕНИЕ

Применительно к деятельности дежурного диспетчера ЦУС и ОДС электрических сетей анализ нештатных ситуации должен включать, по крайней мере, умение выявлять поврежденные элементы оборудования (например, короткие замыкания на линиях), отключенные элементы оборудования, обесточенные участки сети, отказы в срабатывании релейных защит, отказы и «затягивания» отключений выключателей. Этот анализ диспетчер должен уметь производить на основе имеющейся оперативной информации: отображения в ОИК электрических схем с получаемыми от систем телемеханики положениями выключателей и значениями параметров, доклады дежурного персонала подстанций (срабатывания РЗА, переключения выключателей). Анализ ситуации производится в условиях дефицита времени, а «человеческие» ошибки при таком анализе могут быть чреваты тяжелыми последствиями. Использование технологии экспертных систем для анализа нештатных ситуаций для диспетчерского экспресс-анализа были начаты с создания экспертной системы ПАНС **[1]** для подстанций электрической сети (подстанция Чагино). Затем принципы анализа ситуаций на подстанциях были развиты для электрических сетей и воплощены в экспертную систему САНС **[2]**. Использованию САНС в качестве онлайновой системы-советчика препятствует пока практически полное отсутствие в ЕНЭС оперативной передачи информации о срабатывании защит с подстанций в диспетчерские центры. Это обстоятельство не является помехой при реализации тренажера – здесь сигналы срабатывания РЗА реализуются в имитационном режиме. Поэтому система САНС включена в состав тренажера анализа ситуаций ТРАНС.

ЭКСПЕРТНАЯ СИСТЕМА САНС

Система САНС (Сетевая экспертная система анализа нештатных ситуаций) предназначена для оказания интеллектуальной поддержки диспетчера районной электрических сетей. Система САНС является развитием экспертной системы ПАНС, осуществляющей анализ нештатной ситуации на подстанции (станции).

Основными функциями системы являются:

- анализ последовательности работы релейной защиты,
- анализ последовательности работы выключателей,
- определение поврежденного оборудования,
- формирование плана по восстановлению схемы электроснабжения.

САНС предоставляет информацию о причинах отклонения параметров режима, о причинах срабатывания релейной защиты и автоматики. Для проведения анализа системе необходимы два вида информации – оперативная и постоянная. Под постоянной информацией имеется в виду содержание базы данных по топологии, а так же связи выключателей с соответствующими им устройствами релейной защиты. Под оперативной информацией следует понимать данные поступающие в режиме онлайн от АСУТП установленной на объекте, а подробнее:

- текущие положения выключателей,
- события срабатывания РЗА,

- события изменения положений выключателей.

В обычном состоянии система находится в режиме ожидания. После получения необходимой информации инициируется запуск системы, результатом которого является протокол событий, имевших место на подстанции с описанием возможных нарушений и причин, вызвавших это нарушение. При необходимости есть возможность запустить модуль восстановления схемы электроснабжения, который выведет рекомендации по восстановления питания электропотребителей.

ТРЕНАЖЕРНЫЙ КОМПЛЕКС ТРАНС

Тренажер ТРАНС предназначен для использования в диспетчерских службах электрических сетей и в центрах подготовки персонала.

Основные функции ТРАНС:

- компьютерная поддержка подготовки сетевых противоаварийных тренировок (удобное задание ремонтных схем и «тестовых» повреждений),
- автоматизированная проверка умений диспетчерского персонала анализировать ситуации, связанные с технологическими повреждениями в электрических сетях,
- автоматическое планирование восстановления электросети после повреждений с отделением участков сети и проверка умений диспетчерского персонала планировать восстановление.

Примеры работы тренажера ТРАНС (на материале общесетевой противоаварийной тренировки в Сочинских электрических сетях) показаны в примерах 1-3.

В тренажере ТРАНС доклады с подстанций и тренировочное описание ситуаций формируются автоматически после задания повреждения в сети, где происходит тренировка. В реальности такие отчеты формируются с помощью систем САНС и ПАНС.

ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ТРЕНИРОВКИ

Процесс тренировки включает в себя следующие этапы:

1) Задание тренировочной ситуации – осуществляется лицом, проводящим тренировки. На данном этапе формируется список нарушений – короткие замыкания на элементах оборудования, отказы срабатывания релейной защиты и выключателей и др.

2) Формирование тренировочного описания ситуации – после задания ситуации автоматически генерируется текстовый файл, в котором перечисляются события, имевшие место на анализируемых объектах управления

3) Опрос тренируемого с помощью вопросов о событиях, имевших место при повреждениях на объектах управления – осуществляется тренируемым.

4) Анализ полученного решения и оценка результата – автоматически формируется отчет об ошибках и неправильных выводах.

ОСОБЕННОСТИ ТРАНС

Тренажерный комплекс ТРАНС **[3]** обладает следующими характерными особенностями:

- ***Простота подготовки тренировок***

Для подготовки тренировки инструктор должен задать только ремонтируемое оборудование, оборудование с технологическим повреждением (например, линию с коротким замыканием), отказавшие выключатели (с указанием — отказ или затягивание отключения).

- ***Естественность предъявления ситуации тренируемому***

Коммутационное состояние схемы отображается на оперативной схеме (как в режимных тренажерах), списки событий предъявляются пообъектно – тем самым имитируется поступление докладов от дежурного персонала подстанций.

- ***Автоматизм анализа ситуации***

В ТРАНС производится автоматический анализ ситуации, заданной при подготовке тренировки (выполняется экспертной системой САНС, входящей с состав комплекса ТРАНС). При этом используется топологическая модель сети, модель РЗА и правила логического вывода. При этом в имитируемой при тренировке ситуации определяются возможные технологические нарушения (в частности, короткие замыкания), отказавшие в отключении выключатели, срабатывания РЗА, отключившиеся элементы оборудования, отделившиеся районы сети. Результаты анализа автоматически формируются в форме протокола.

- ***Удобство выполнения тренировки***

После сообщения тренируемого об окончании ознакомления с подготовленной инструктором ситуацией тренажерная система задает ему ряд вопросов, например, указать (предположительно) поврежденный элемент оборудования, задать работу защит, указать, если необходимо, отказы или «затягивания» выключателей, указать работу АПВ и УРОВ, указать отключения оборудования и изменения положения выключателей.

По результатам ответов тренируемого автоматически формируется *Тренировочное описание ситуации.*

- ***Объективность оценки результатов тренировки***

Тренажерная система автоматически сравнивает «правильное» описание ситуации (результат автоматического анализа) с тренировочным описанием. В результате сравнения формируется *Протокол оценки,* содержащий определения правильных ответов тренируемого, указание ошибок и автоматическое выставление штрафных баллов за тренировку.

Рассмотрим примеры работы системы ТРАНС. В **Примере 1** приведены доклады, автоматически формируемые системой после задания тренировочной ситуации, которые представляются тренируемому в процессе тренировки.

Пример 1. Имитация докладов с подстанции сети в тренажере ТРАНС

ДОКЛАД С ПОДСТАНЦИИ ПСОУ

РЗЛ	Псоу	КВЛ-110 кВ Псоу-Кудепста
УРОВ	Псоу	Псоу МВ-110 ВЛ-К
Псоу	МВ-110 АТ-2	ОТКЛ
Псоу	МВ-110 Имеретинская	ОТКЛ
Псоу	МВ 110кВ ВЛ Лед.дворец	ОТКЛ
Псоу	МВ-110 АТ-1	ОТКЛ
Псоу	МВ-110 Ахштырь	ОТКЛ
Псоу	МВ-110 ВЛ-Ю	ОТКЛ
Псоу	МВ-110 ВЛ-А	ОТКЛ
Псоу	МВ-110 Леселидзе	ОТКЛ
Псоу	МВ-110 ВЛ-К	ОТКЛ

ДОКЛАД С ПОДСТАНЦИИ КУДЕПСТА

РЗЛ Кудепста	КВЛ-110 кВ Псоу-Кудепста	
Кудепста	СМВ 110	ОТКЛ
Кудепста	МВ-110 Т-2	ОТКЛ

ДОКЛАД С ПОДСТАНЦИИ АДЛЕР

---- отключение от ПА -----
Адлер МВ-110 ВЛ Хоста

Для оценки правильности принятия решения по анализу нештатных ситуаций формируется текст тренировочного описания ситуации (См.**Пример 2**), в котором содержится краткое описание событий, имевших место на подстанциях сети. Текст тренировочного описания должен быть впоследствии автоматически сравнивается с описанием ситуации, сформированном на основе ответов тренируемого на вопросы системы ТРАНС вида:

- Имелась ли нештатная ситуация на объекте?
- Имелись ли отказы выключателей?
- Имелись ли отказы срабатывания РЗА?
- и проч.

Пример 2. Текст тренировочного описания ситуации

Нештатная ситуация

Кудепста

Предположительно КЗ на линии

КВЛ-110 кВ Псоу-Кудепста

Работа защиты линии

РЗЛ Кудепста КВЛ-110 кВ Псоу-Кудепста

Отключение:

Кудепста Т-2 16 МВА

Отключение:

Кудепста II СШ 110

Изменение положения выключателей:

Кудепста СМВ 110

Кудепста МВ-110 Т-2

<u>Нештатная ситуация</u>

Псоу

Предположительно КЗ на линии

КВЛ-110 кВ Псоу-Кудепста

Работа защиты линии

РЗЛ Псоу КВЛ-110 кВ Псоу-Кудепста

Отказ выключателя

Псоу МВ-110 ВЛ-К

Работа УРОВ

Отключение:

КВЛ-110 кВ Псоу-Кудепста

Отключение:

Псоу АТ-1 200 МВА

Отключение:

Псоу АТ-2 200 МВА

Отключение:

ВЛ 110кВ Псоу-Лед.дворец

Отключение:

КЛ 110 кВ Псоу – Имеретинская

Отключение:

КВЛ-110 кВ Псоу-Кудепста

Отключение:

КВЛ-110 кВ Псоу-Кудепста

Изменение положения выключателей:

Псоу МВ 110кВ ВЛ Лед.дворец

Псоу МВ-110 АТ-1

Псоу МВ-110 АТ-1

Псоу МВ 110кВ ВЛ Лед.дворец

Псоу МВ-110 ВЛ-К

Псоу МВ-110 Ахштырь

Результатом тренировки является протокол оценки результатов проверки (См.**Пример 3**), в котором указываются правильные и неправильные ответы тренируемого. Разработанная система штрафных баллов позволяет автоматически оценить качество анализа ситуации, выполняемого тренируемым.

Пример 3.Протокол автоматической оценки результатов тренировки

Кудепста

Псоу

КОНТРОЛЬ .

+ Правильно указан объект

Кудепста

+ Правильно указано вероятное повреждение оборудования

+ Правильно указано срабатывание защиты

+ Правильно указано отключенное оборудование

+ Правильно указано изм. полож. выкл.

+ Правильно указан объект

Псоу

+ Правильно указано вероятное повреждение оборудования

+ Правильно указано срабатывание защиты

+ Правильно указан отказ выключателя

Псоу МВ-110 ВЛ-К

- Но перепутан отказ с затягиванием

+ Правильно указана работа УРОВ

Ошибка! Неправильно указано отключенное оборудование

Несоответствие:

Псоу 1 СШ 110

Псоу АТ-2 200 МВА

Псоу АТ-1 200 МВА

ВЛ 110 кВ Псоу-Адлер с отпайкой на ПС Адлер тяговая

Ошибка! Неправильное задание изменение положения выключателей

Несоответствие:

Псоу МВ-110 АТ-2

Псоу МВ-110 Имеретинская

Псоу МВ-110 ВЛ-Ю

Псоу МВ-110 ВЛ-А

Псоу МВ-110 Леселидзе

==== ШТРАФНЫХ БАЛЛОВ 115

При проведении тренировки необходимо обеспечить отображение схем сети и подстанций с результатами расчета режима и анализа топологии. Эти функции выполняет программный комплекс режимного тренажера РЕТРЕН-КАСКАД **[4].**

Выводы

1. Применение технологии экспертных систем для анализа нештатных ситуации на подстанциях и в центрах управления сетей позволяет автоматизировать трудоемкий процесс анализа ситуаций в электрических сетях и, тем самым, ускорить процесс выработки решений по восстановлению схемы электроснабжения.
2. Разработанный тренажер анализа нештатных ситуаций позволяет проводить тренировки персонала для проверки способностей анализа событий на объекте управления.
3. Тренажер ТРАНС целесообразно применять для обучения персонала и выработки навыков принятия решений в нештатных ситуациях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Любарский Ю.Я., Мирошкин А.Г. Экспертная система диспетчерского экспресс-анализа нештатных ситуаций на подстанциях. Энергетик. 2012. № 4. С. 28-30.

[2] Анашкин С.В., Карташов С.В., Любарский Ю.Я., Мирошкин А.Г. Автоматизированный анализ нештатных ситуаций в электрических сетях. Электрические станции.2013.№ 9. С.49-53.

[3] Анашкин С.В., Каковский С.К., Карташов С.В., Любарский Ю.Я., Мирошкин А.Г. Тренажер для диспетчерского персонала электрических сетей. Электрические станции.2014.№ 2. С.2-6.

[4] Рабинович М.А. Отображение оперативной информации. Комплекс «КАСКАД-НТ 2.0».М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Анашкин С.В., Каковский С.К., Карташов С.В., Любарский Ю.Я.(д.т.н.), Мирошкин А.Г. – работники отдела системного моделирования ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС». В отделе на основе программного комплекса «КАСКАД-НТ» разрабатывается широкий спектр информационных систем для поддержки принятия решения диспетчера и управления энергосистемой.

ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ ПАУ В ОЭС СИБИРИ НА ПРИМЕРЕ ЛАПНУ ПС 1150 КВ ИТАТСКАЯ, ЛАПНУ БОГУЧАНСКОЙ ГЭС, ЛАПНУ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС, ЛАПНУ ХАРАНОРСКОЙ ГРЭС.

Ландман А.К., Попов Г.П., Данилов М.В., Маковцев В.А.
(ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»)

В настоящее время система ПАУ ОЭС Сибири представляет собой иерархическую двухуровневую структуру управления.

Верхний уровень – ЦСПА ОЭС Сибири – предназначен для расчета и выбора ступеней управляющих воздействий (УВ) по принципу 1-ДО с целью предотвращения нарушения статической устойчивости в ОЭС Сибири. Для формирования УВ на верхнем уровне ЦСПА используется доаварийная информация о режиме работы и состоянии элементов сети 500, 220 и частично 110 кВ, получаемая из ОИК ОДУ Сибири.

Нижний уровень – ЛАПНУ районов управления – предназначен для реализации УВ для всего объема контролируемых пусковых органов в своем районе управления в составе иерархической структуры по сигналам настройки от ЦСПА (функция вынесенного АЗД), а также для выбора УВ по упрощенному алгоритму 2-ДО при отсутствии, по различным причинам, настроечных сигналов от ЦСПА. Для организации контроля необходимого объема доаварийной информации на уровне ЛАПНУ предусмотрены собственные системы сбора и передачи информации (ССПИ) районов управления.

Одним из районов противоаварийного управления в ОЭС Сибири является район, контролируемый ЛАПНУ ПС 1150 кВ Итатская. Данный район управления является одним из крупных и протяженных по географии районов ПАУ в ОЭС Сибири. ЛАПНУ ПС 1150 кВ Итатская включает в себя объекты 500 кВ на западе ПС 500 кВ Заря, Барнаульская, ПС 1150 кВ Алтай до Красноярской ГЭС – на востоке. Данный район как объект управления был сформирован в 80-х годах прошлого века с центром дозировки на ПС 1150 кВ Итатская. В качестве устройства АДВ первоначально было предусмотрено устройство контроля мощности предшествующего режима на базе типовых шкафов производства Чебоксарского электроаппаратного завода (УДВР). Затем в качестве устройства АДВ был запроектирован и внедрен телеавтоматический комплекс на базе аппаратуры ТА-100 и ТМ-131(УДВП) производства НЗТА (г. Нальчик). Выбор управляющих воздействий осуществлялся по принципу 2-ДО с целью предотвращения нарушения статической устойчивости. Для получения необходимой доаварийной информации о состоянии и режиме работы контролируемой сети с удаленных объектов, выполнена система сбора и передачи информации (ССПИ) с применением аппаратуры ТМ-800.

С появлением на отечественном рынке современной высоконадежной программируемой микропроцессорной техники для ПС 1150 кВ Итатская начались работы по замене существующего устройства АДВ на базе аппаратуры ТА-100, ТМ-131, морально устаревшего на тот период времени (2001 – 2002 г.г.). Работы велись в направлении использования новых современных технических средств, разработки собственного алгоритмического и технологического программного обеспечений.

В 2003 года управляющий вычислительный комплекс с функцией АДВ на ПС 1150 кВ Итатская на базе микропроцессорной, программируемой технике после завершения необходимых процедур по согласованию проектной документации, проведения заводских и комплексных испытаний на объекте, проведения опытной эксплуатации, был введен в промышленную эксплуатацию.

Данный комплекс содержал два микропроцессорных устройства управления (терминала) на базе шасси размером 6 U с возможностью размещения в 19 дюймовую стойку. В качестве элементной базы были использованы стандартные платы заводского исполнения фирм «Octagon Systems», «Advantech».

Комплекс позволял обработать 24 пусковых органов с возможностью формирования 48 ступеней управляющих воздействий (УВ). Выбор УВ осуществлялся по принципу 2-ДО с контролем мощности по 5 (пяти) расчетным сечениям. Доаварийная информация о состоянии и режиме работы

контролируемых элементов сети с удаленных объектов (ПС 500 кВ Барнаульская, Ново-Анжерская, Саяно-Шушенская ГЭС, Красноярская ГЭС) к УВК АДВ на ПС 1150 кВ Итатская передавалась с помощью аппаратуры телемеханики типа ТМ-800 по ВЧ каналам, организованным по ВЛ 500 кВ. На протяжении всего времени эксплуатации данный комплекс работал безотказно, с перерывами только на время проведения регламентных работ.

Развитие энергообъединения ОЭС Сибири, а также появление дополнительных требований к ЛАПНУ, в связи с началом формирования в ОЭС Сибири двухуровневой системы ПАУ, в 2010 году были начаты работы по реконструкции данного комплекса.

К концу 2010 г. была выполнена проектная документация и получено положительное заключение государственной экспертизы. В течение 2011 выполнялись проектные работы на стадии рабочая документация, изготовление и поставка оборудования на объект, велись строительно-монтажные, пуско-наладочные, шеф-монтажные, шеф-наладочные работы оборудования на объекте, проводились испытания устройства УВК АДВ и опытная эксплуатация его. В мае 2012 года рабочая комиссия в составе представителей Подрядчика (ЗАО «ИАЭС»), Заказчика (ЦИУС Сибири г. Красноярск), МЭС Сибири, Красноярского предприятия МЭС Сибири, Системного оператора провела приемочные испытания УВК АДВ ПС 1150 кВ Итатская в соответствие с утвержденной программой, и приняла решение о включении данного комплекса в промышленную эксплуатацию.

Структура комплекса приведена на рисунке 1. Данный комплекс представляет собой два абсолютно независимых резервированных устройства АДВ, имеющих встроенные ЦПСС для работы с устройствами телемеханики. Каждое устройство состоит из шкафа управления и кроссового шкафа.

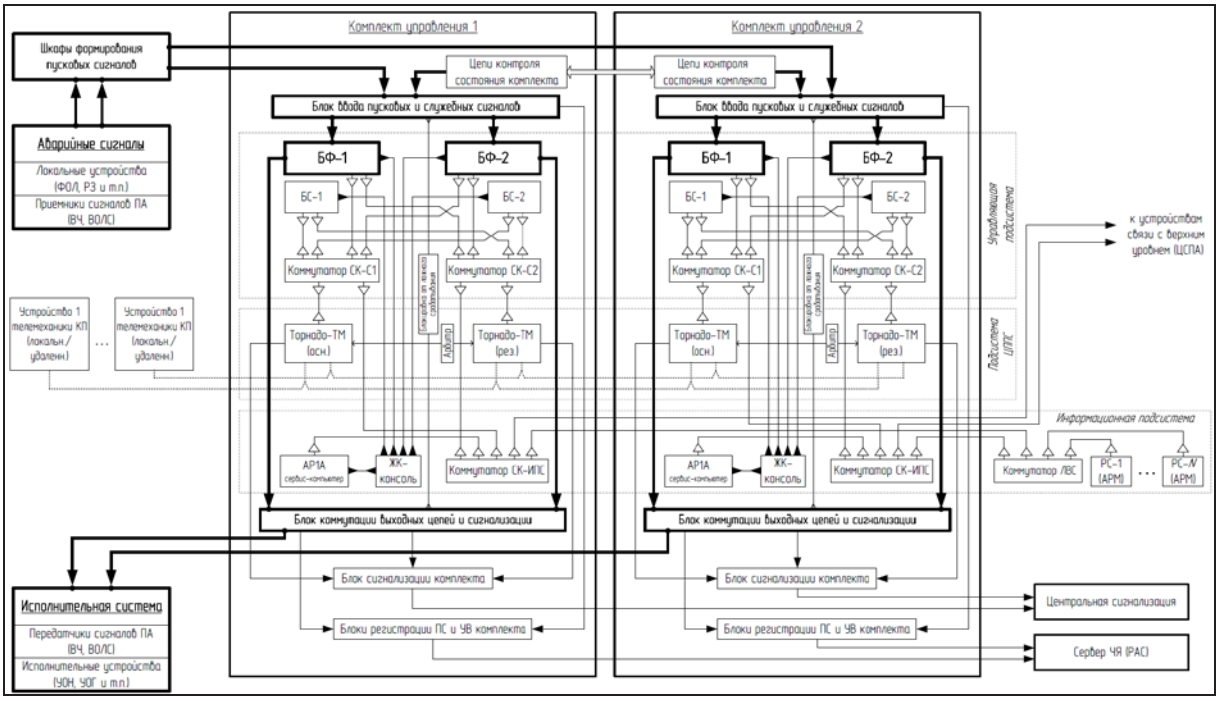


Рис. 1. Структурно-функциональная схема УВК АДВ ПС 1150 кВ Итатская.

Комплекс УВК АДВ предназначен для выбора ступеней управляющих воздействий с целью сохранения статической устойчивости при опасных аварийных возмущениях в контролируемом районе управления. Комплекс позволяет обеспечивать выполнение следующих функций:

- ввод и обработка доаварийной информации;
- расчет управляющих воздействий по способу II-ДО;
- запоминание рассчитанной дозировки;
- протоколирование работы;
- информационный обмен с устройством АДВ верхнего уровня (ЦСПА);
- прием и запоминание дозировки, рассчитанной устройством АДВ верхнего уровня;

- автоматический переход в автономный режим и выбор противоаварийного управления (выдачу команд УВ) в соответствии с собственной рассчитанной дозировкой при потере связи с устройством верхнего уровня;

- противоаварийное управление (выдачу команд УВ) при поступлении сигналов о срабатывании ПО в соответствии с дозировкой, сохраненной в АЗД.

Кроссовый шкаф УВК АДВ предназначен для подключения внешних цепей и связей комплекта управления, коммутации и управления пусковыми сигналами и сигналами управляющих воздействий, цепей сигнализации. С панели управления кроссового шкафа осуществляется контроль за режимами работы комплекса. Сзади шкафа располагаются ряды зажимов внешних подключений. Спереди расположена панель управления комплектом и модули ввода/вывода, подключаемые к БФ в шкафу управления своего комплекта гибкими шлейфами.

При необходимости, данный комплекс может осуществлять выбор дозировки УВ по принципу 1-ДО с целью предотвращения нарушения статической устойчивости, при условии возможности передачи в УВК АДВ в требуемом объеме доаварийной информации для представления адекватной модели управления.

Данный комплекс легко адаптируется к дополнительно появляющимся задачам в части противоаварийного управления, связанными с вводом новых объектов в контролируемом районе, например ПС 500 кВ Кузбасская, вторая цепь 500 кВ Алюминиевая – Абакан – Итатская, третий блок на Березовской ГРЭС, в перспективе – ВЛ 500 кВ Итатская – Енисей.

При проектировании ПА в связи со строительством третьего блока на Березовской ГРЭС мощностью 800 МВт и со строительством третьей цепи Березовская ГРЭС – ПС Итатская, была выявлена опасность нарушения динамической устойчивости генераторов Березовской ГРЭС при затянувшихся коротких замыканиях на отходящих ВЛ 500 кВ от ПС 1150 кВ Итатская. В настоящее время на стадии рабочего проектирования решается вопрос предотвращения нарушения динамической устойчивости с реализацией таких мероприятий, как ускорение действия УРОВ на выключателях 500 кВ ПС 1150 кВ Итатская, импульсной разгрузки турбин Березовской ГРЭС, отключение генераторов Березовской ГРЭС. Реализация тех или иных мероприятий по одиночке или в комплексе зависит от состояния ВЛ 500 кВ прилегающей сети, режима выдачи мощности генераторов Березовской ГРЭС, места возникновения и тяжести аварийного возмущения.

Для решения задачи предотвращения нарушения динамической устойчивости Березовской ГРЭС предусмотрена установка на ПС 1150 кВ Итатская устройства, выявляющего опасность короткого замыкания по величине суммарного сброса активной мощности прямой последовательности генераторов Березовской ГРЭС с контролем снижения напряжения прямой последовательности в течение заданного времени.

Для обмена информацией с ЦСПА верхнего уровня (в ОДУ Сибири, г. Кемерово) предусмотрены два канала на межмашинном уровне.

Как уже отмечалось, что район управления ЛАПНУ ПС 1150 кВ Итатская в ОЭС Сибири один из самых загруженных по решению задач ПАУ. В этой связи, по инициативе Системного оператора в 2011 году была выполнена работа «Принципиальные технические решения по организации низового устройства ЦСПА в ОЭС Сибири на Саяно-Шушенской ГЭС», в которой предусматривалось разукрупнение района управления ЛАПНУ ПС 1150 кВ Итатская и передачи решения части задач на ЛАПНУ Саяно-Шушенской ГЭС. В работе были определены границы контролируемого района, количество пусковых органов, для которых требуется реализация противоаварийных мероприятий, ступени УВ и места их реализации, объем доаварийной информации о состоянии и режиме работы контролируемых элементов сети.

Конкретное воплощение основных технических решений по созданию ЛАПНУ СШГЭС осуществлялось в составе работы «Комплексная реконструкция ОРУ 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС». В настоящее время на данном объекте ведутся строительно-монтажные и пуско-наладочные работы. Работы ведутся с поэтапным переводом основных присоединений 500 кВ в помещение КРУЭ 500 кВ станции, в том числе и отдельных элементов ЛАПНУ. До завершения работ на СШГЭС и на смежных объектах управление продолжает осуществляться ЛАПНУ ПС 1150 кВ Итатская. Окончание строительных работ на СШГЭС планируется в третьем квартале 2014 года.

Структура ЛАПНУ СШГЭС приведена на рисунке 2. Система ЛАПНУ предназначена для выбора УВ по принципу 2-ДО для 18 пусковых органов по условиям предотвращения нарушения статической устойчивости и для 5 пусковых органов по условиям сохранения динамической устойчивости параллельной работы генераторов СШГЭС в послеаварийных режимах. В качестве основного противоаварийного мероприятия применяется пять ступеней ОГ на станции, в качестве балансирующего управления используются 11 ступеней отключения нагрузки в ОЭС Сибири. Выбор управления осуществляется с контролем суммарной выдачи активной мощности станции по ВЛ 500 кВ, отходящих от станции.

В отличие от ЛАПНУ Богучанской ГЭС выбор объема УВ в ЛАПНУ Саяно-Шушенской ГЭС для сохранения динамической устойчивости при возникновении коротких замыканий осуществляется не в устройстве УВК АДВ, а в устройстве фиксации тяжести КЗ (ФТКЗ) [2]. УВК АДВ только осуществляет выбор отключаемых генераторов станции и балансирующего ОН в ОЭС Сибири. Для выбора объема УВ в устройстве ФТКЗ необходим контроль предшествующего состояния схемы и режима. Сбор данных по доаварийной информации осуществляется устройством АДВ посредством собственной ССПИ. На основании этой информации в УВК АДВ определяется номер группы уставок, который передается в виде команды по цифровому каналу в устройство ФТКЗ. Кроме того для определения места возникновения КЗ в устройство ФТКЗ на Саяно-Шушенской ГЭС вводятся сигналы от устройств ФОЛ или РЗ. Выбор объема УВ непосредственно в устройстве ФТКЗ и контроль места возникновения аварийного возмущения позволили значительно уменьшить области излишних срабатываний.

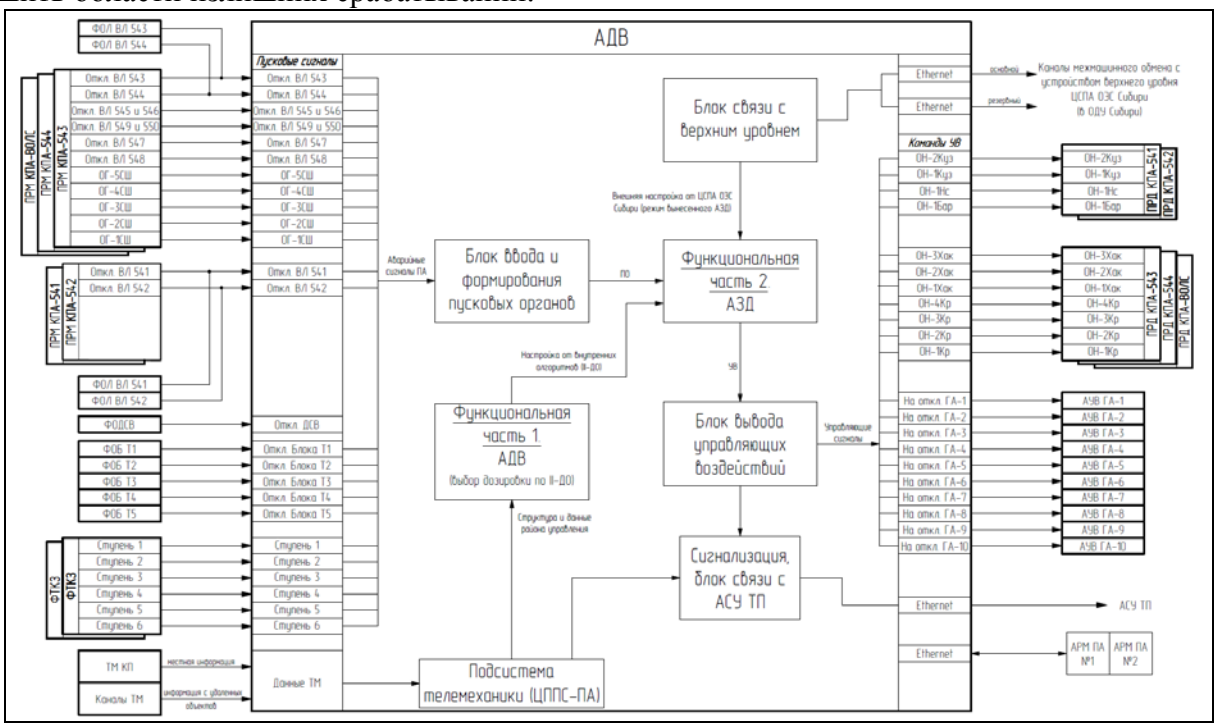


Рис. 2. Структурно-функциональная схема ЛАПНУ Саяно-Шушенской ГЭС

ЛАПНУ Саяно-Шушенской ГЭС также применяется в качестве низового устройства в иерархической системе ПАУ ОЭС Сибири. Для обмена информацией с ЦСПА верхнего уровня (в ОДУ Сибири, г. Кемерово) предусмотрены два канала на межмашинном уровне.

Еще один район ПАУ в ОЭС Сибири был введен в работу в конце 2012 г. – ЛАПНУ Богучанской ГЭС.

Основные технические решения по созданию ЛАПНУ Богучанской ГЭС были разработаны в проекте «Строительство линии электропередачи от подстанции «Камала-1» до строящейся Богучанской ГЭС через п. Карабула» в 2008 году [3].

Рабочее проектирование системы ЛАПНУ Богучанской ГЭС началось в 2010 году. В контролируемый район управления входят помимо Богучанской ГЭС, ПС 220 кВ Приангарская, ПС 500 кВ Анкара, Камала, Озерная.

Система ЛАПНУ предназначена для выбора УВ по принципу 2-ДО для 6 пусковых органов по условиям предотвращения нарушения статической устойчивости и для 12 пусковых органов по условиям сохранения динамической устойчивости параллельной работы генераторов Богучанской ГЭС в послеаварийных режимах. Структурно-функциональная схема комплекса ЛАПНУ Богучанской ГЭС аналогична схеме ЛАПНУ Саяно-Шушенской ГЭС.

Особенность системы ЛАПНУ Богучанской ГЭС заключается в том, что выбор уставок срабатывания всех пусковых органов даже тех, что обеспечивают сохранение статической устойчивости, должен выполняться только исходя из условия сохранения динамической устойчивости. Данное обстоятельство обосновывается проведенными на этапе выполнения рабочей документации расчетами статической и динамической устойчивости [4]. Данные расчеты показали, что пределы выдачи мощности станции по условию сохранения динамической устойчивости при всех авариях связанных с отключением сетевых элементов ниже, чем допустимые перетоки мощности в послеаварийных схемах, определенных с учетом 8% запаса по статической устойчивости. Установленное устройство ФТКЗ на Богучанской ГЭС не контролирует место возникновения аварийного возмущения. Оно может фиксировать только факт возникновения КЗ, величину аварийного сброса мощности станции, а также в сети какого класса напряжения (500 или 220 кВ) произошло КЗ. ФТКЗ на Богучанской ГЭС выполняет лишь роль пускового устройства. Контроль доаварийного состояния схемы и режима и выбор УВ осуществляется устройством УВК АДВ.

В качестве основного противоаварийного мероприятия в ЛАПНУ Богучанской ГЭС применяются шесть ступеней ОГ на станции, в качестве балансирующего управления используются также шесть ступеней отключения нагрузки в ОЭС Сибири. Выбор управления осуществляется в координатах суммарной активной мощности выдачи станции по ВЛ 500-220 кВ, отходящих от станции.

Для обмена информацией с ЦСПА верхнего уровня (в ОДУ Сибири, г. Кемерово) предусмотрены два канала на межмашинном уровне.

Примерно в эти же сроки на востоке ОЭС Сибири в Забайкальской энергосистеме был сформирован и включен в работу комплекс ЛАПНУ Харанорской ГРЭС.

Система ЛАПНУ Харанорской ГРЭС предназначена для выбора УВ по принципу 2-ДО для 16 пусковых органов по условиям предотвращения нарушения статической устойчивости и для 21 пускового органа по условиям сохранения динамической устойчивости параллельной работы генераторов Харанорской ГРЭС в послеаварийных режимах. В качестве основного противоаварийного мероприятия применяются ускорение действия УРОВ на выключателях 110 – 220 кВ станции, две ступени ОГ на станции, в качестве балансирующего управления используются 3 ступени отключения нагрузки: в энергоузле Читинской ТЭЦ (одна ступень) и в энергоузле Харанорской ГРЭС (две ступени). Выбор управления осуществляется в координатах суммарной активной мощности выдачи трех генераторов станции.

Основные выводы:

1. Текущее положение в области системы противоаварийного управления в ОЭС Сибири сложилось на основании проекта «Разработка схемы развития системы противоаварийного управления ОЭС Сибири», выполненной по инициативе Системного оператора в 2003-2004 гг. Принятая в данной работе стратегия развития систем ПАУ в энергообъединении нашла свое подтверждение в реализации конкретных проектных решений. В настоящее время уже в течение ряда лет успешно функционируют ЛАПНУ с центрами дозировки на ПС 500 кВ Таврическая, ПС 1150 кВ Алтай, ПС 1150 кВ Итатская, ЛАПНУ на Богучанской ГЭС, Харанорской ГРЭС, ведутся монтажные и пусконаладочные работы по созданию ЛАПНУ ПС 500 кВ Камала, Саяно-Шушенская ГЭС, ПС 500 кВ Озерная, ПС 220 кВ Могоча, выполняются проектные работы по созданию ЛАПНУ на связях 500 кВ Сибирь – Урал (ЛАПНУ ПС 500 кВ Восход), ВЛ 500 Томск – Парабель - Нижневартовская ГРЭС (ЛАПНУ ПС 500 кВ Томская), ЛАПНУ в сетях 220 кВ Алтайской, Новосибирской, Красноярской энергосистем, введен в промышленную эксплуатацию верхний

уровень системы ПАУ в ОЭС Сибири с центром выбора дозировки управляющих воздействий по принципу 1-ДО в ОДУ Сибири (г. Кемерово).

2. Система ПАУ ОЭС Сибири на обоих уровнях оснащена техническими средствами и программным обеспечением, разработанными на основании типовых требований. На сегодняшний день ЛАПНУ районов управления и ЦСПА в целом прошли, безотказную промышленную эксплуатацию в течение 4-10 лет.

3. Применение унифицированных программно-технических средств позволяет повысить эффективность проектирования, внедрения и эксплуатации ЛАПНУ. Однако, каждый район управления обладает своими особенностями, требующими своего учета при проектировании конкретного устройства.

4. Опыт проектирования систем ПАУ в ОЭС Сибири показывает на необходимость различных подходов к выбору очередности отключения генераторов на конкретной станции, контроля текущего объема нагрузки, подключенного к системе САОН и распределение его по ступеням (адаптивный САОН), организации взаимодействия устройств ФТКЗ с УВК АДВ и т.д.

5. Опыт проектирования и эксплуатации двухуровневой системы ПАУ в ОЭС Сибири уже на сегодняшний день требует создания третьего уровня управления с координирующей функцией работы региональных ЦСПА.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Реконструкция ПС 1150 кВ Итатская. Замена оборудования комплекса централизованной противоаварийной автоматики (ЦПА) западной и центральной части ОЭС Сибири. Проектная документация. Структурные схемы устройств ПА, ССПДИ, задачи и принципы организации системы ПАУ с центром дозировки на ПС 1150 кВ Итатская. Инв. № ПД-ИТ/10-ПА-Т1. – Новосибирск: ЗАО «ИАЭС», 2011.

[2] Комплексная реконструкция ОРУ 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС. Проектная документация. Противоаварийная автоматика. Основные технические решения. Книга 1, 2, 3. Инв. № ЛГП-01/2011-Т2-ПА. – Новосибирск: ЗАО «ИАЭС», 2011.

[3] Строительство линии электропередачи от подстанции Камала-1 до строящейся Богучанской ГЭС через пос. Карабула. Проектная документация. Противоаварийная автоматика ВЛ 500 и 220 кВ. Инв. № 7686-ПА. Том 4. – Новосибирск: ЗАО «Сибэнергосетьпроект», ЗАО «ИАЭС», 2008.

[4] Богучанская ГЭС. Проектирование, изготовление, поставка и наладка оборудования связи с энергосистемой (ПА, АРЧМ, ТМ, ВЧ-связи и ВОЛС). Рабочая документация. Противоаварийная автоматика. Общие технические решения. Таблицы настройки локальных устройств ПА. Таблицы настройки ЛАПНУ Богучанской ГЭС. Инв. № BGP041-01-ПА-01. – Новосибирск: ЗАО «ИАЭС», 2012.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Ландман Аркадий Константинович – генеральный директор ЗАО «ИАЭС», к.т.н., доцент, тел. (383) 363-02-65, e-mail: landman@iaes.ru

Попов Георгий Петрович – директор департамента проектирования ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-02-65, e-mail: pgp@iaes.ru

Данилов Максим Владимирович – заведующий отделом исследования свойств ЭЭС и проектирования ПА ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-02-65, e-mail: mvd@iaes.ru

Маковцев Виктор Александрович – заведующий сектором № 1 отдела исследования свойств ЭЭС и проектирования ПА ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-02-65, e-mail: mva@iaes.ru

ПОЛИГОН ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ПО МЭК 61850, КАК ОСНОВА ИЗУЧЕНИЯ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И ЗАЩИТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Гусев Ю.П., Поляков А.М., Трофимов А.В. (Национальный исследовательский университет «МЭИ»)

ВВЕДЕНИЕ

Одной из современных тенденций в электроэнергетике является переход от традиционных средств релейной защиты, автоматики, системы управления коммутационных аппаратов к микропроцессорным устройствам, образующим систему автоматизированного управления электротехническим оборудованием (АСУ ЭТО). При этом АСУ ЭТО не только усложнились, но и взяли на себя дополнительные функции, например такие как, оперативные блокировки коммутационных аппаратов, автоматизацию оперативных переключений, мониторинг состояния электрооборудования. АСУ ЭТО используются в качестве основной компоненты «цифровых» подстанций.

В связи с усложнением систем управления ПС появляется необходимость в подготовке и переподготовке специалистов энергетиков в области проектирования, наладки и эксплуатации таких систем. Важным моментом при обучении специалистов является возможность получения ими практических навыков при работе с реальным оборудованием, возможность воспроизведения в процессе обучения нормальных и аварийных режимов работы оборудования.

Для практического изучения современных АСУ ЭТО на кафедре «Электрические станции» МЭИ с 2011 года функционирует специализированный учебно-исследовательский полигон, на котором проводится как обучение студентов, так курсы повышения квалификации для специалистов электроэнергетиков. Основными требованиями при разработке лабораторного комплекса были:

- соответствие современным требованиям и тенденциям с точки зрения принципов организации АСУ ТП (в частности, соответствие стандарту МЭК 61850);
- использование распространённого технического и программного обеспечения, широкая номенклатура устройств для работы с различными видами присоединений;
- работа интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) с реальным первичным оборудованием или физическими и математическими моделями;
- использование типовых конструктивов щитовых устройств для реализации АСУ ЭТО.

С другой стороны, техническое обеспечение полигона является лишь необходимой основой для проведения обучения, а для эффективного обучения дополнительно необходимо методическое, программное и информационное обеспечение по моделированию ситуаций приближенных к реальным условиям, что является отдельной сложной научно-технической задачей.

1. СТРУКТУРА ПОЛИГОНА

На рис.1 приведен фрагмент полигона АСУ ЭТО с микропроцессорными терминалами защит и серверной частью. Объектом управления является электроустановка, состоящая из распределительных устройств (РУ) различных напряжений: 0,4 кВ собственных нужд (с.н.) переменного тока, щита постоянного тока (ЩПТ), комплектного распределительного устройства (КРУ) напряжением 10 кВ переменного тока. Следует отметить, что РУ СН 0,4 кВ, ЩПТ, КРУ-10 кВ представлены в виде реальных щитовых устройств, применяющихся на современных электростанциях и подстанциях. Для имитации работы коммутационных аппаратов РУ, напряжением свыше 10 кВ, разработаны специальные схемы на контакторах и реле. Важной частью полигона являются испытательные комплексы для релейной защиты и автоматики РЕТОМ-61, обеспечивающие имитацию работы измерительных трансформаторов, дискретных входов и выходов. Это позволяет воспроизводить реальные ситуации при управлении электроустановкой.

Основой АСУ ЭТО является программно-технический комплекс (ПТК) оборудование которого в соответствии со сложившимися подходами можно условно разделить на два уровня.

На нижнем уровне для управления различными видами электрооборудования используются соответствующие им виды ИЭУ. Для расширения образовательного и исследовательского спектра в АСУ ЭТО используются ИЭУ различных производителей: универсальные контроллеры с модулями УСО WAGO-750 и AC800M; устройства управления и защит присоединений до 35 кВ БМРЗ и SEPAM. Для более сложных присоединений разработаны шкафы: шкаф защит и управления линией (на базе терминалов защит REL650 и управления REC670); шкаф защит и управления блочного трансформатора (на базе терминалов защит RET650 и управления REC650); шкаф защит блока генератор-трансформатор (на базе терминала защит REG670) и трансформатора собственных нужд.

Рис. 1. Фрагмент полигона АСУ ЭТО

Верхний уровень АСУ ЭТО полигона также выполнен на основе оборудования, применяемого на реальных объектах. Это дублированные сервера связи на основе безвентиляторных промышленных компьютеров; сетевые коммутаторы Ethernet, поддерживающие кольцевую резервируемую структуру сети с протоколом МЭК 61850; сервера последовательных интерфейсов.

Следует отметить, что в разрабатываемых АСУ ТП крупных подстанций в соответствии с требованиями ФСК информационный обмен между средствами АСУ ТП должен осуществляться в соответствии со стандартом МЭК 61850 по высокоскоростной сети Ethernet. Однако в настоящее время используется большое количество ИЭУ, поддерживающих другие традиционные стандарты цифровых протоколов (MODBUS, МЭК 60870-5-101/104), поэтому средства верхнего уровня должны поддерживать различные протоколы.

Разработку прикладного программного обеспечения АСУ ТП можно условно разделить на несколько частей.

Программирование ИЭУ. Обычно для программирования микропроцессорных устройств защит и управления используются специализированные программные средства от производителя. Программирование контроллеров в большинстве современных ПТК ведется на специализированных технологических языках программирования стандарта МЭК 61131-3.

Программирование верхнего уровня для организации АРМ оперативного персонала. Для этих целей используются SCADA-системы, включающие набор средств для создания пользовательского интерфейса. Использование стандартных протоколов позволяет применять программное обеспечение различных производителей.

Средства организации цифрового обмена. В частности, при использовании стандарта МЭК 61850 средства работы с языком конфигурирования подстанций (SCL).

2. ПРОГРАММА ОБУЧЕНИЯ

Естественно, что одной из основных задач полигона АСУ ЭТО является подготовка специалистов в условиях, максимально приближенных к реальным. Это касается и эксплуатационного персонала, который может осуществлять местное и дистанционное управление электроустановкой с анализом реакции оборудования, и разработчиков АСУ ЭТО, которые могут изучить схемотехнику реального оборудования, принципы и алгоритмы взаимодействия основных подсистем.

Примерная тематика учебных курсов, которые проводятся на комплексе.

Микропроцессорные устройства защит и управления для различных видов присоединений. Входные и выходные сигналы. Реализуемые функции. Токовые цепи. Цепи напряжения. Оперативные цепи.

Конструктивное исполнение ИЭУ. Модули УСО. Цифровые интерфейсы.

Реализация вторичных цепей для различных видов присоединений в виде щитовых устройств. Проектно-конструкторская документация (принципиальные и монтажные схемы).

Организация цифровых сетей. Сетевые концентраторы Ethrnet. Оптические и медные связи. Сеть на основе RS-485. Преобразователи интерфейсов.

Сервера сбора и обработки информации.

Основы стандарта МЭК 61850.

Операторский интерфейс ИЭУ. Органы контроля и управления. Графический экран. Работа с меню. Местное управление присоединением с помощью ИЭУ.

Программный инструмент конфигурирования интеллектуального устройства защиты и управления.

Основные функции в системе наблюдения и управления SCADA: осуществление связи человек-машина; обработка событий и аварийных сигналов; выполнение расчетов и выдача отчетов; реализация автоматического управления.

Работа оператора (наблюдение, управление, работа с журналами событий, тренды, архивы).

Разработка системы управления. Формирование базы данных переменных. Организация связи с ИЭУ. Создание пользовательского интерфейса.

3. МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Одной из типовых задач, решаемых в рамках АСУ ТП подстанций, является определение места повреждения (ОМП) линий электропередачи. Данная функция является штатной для терминала защиты линии REL650, используемого в рамках полигона для реализации защит линии 110 кВ. Работа данной функции взята за основу одной из моделируемых нештатных ситуаций для процесса обучения и рассмотрена в качестве примера.

Моделируемая ситуация охватывается большинство аспектов работы с ИЭУ в реальных условиях эксплуатации электроустановки, от возникновения повреждения до анализа произошедшего аварийного события. При этом обучающиеся проходят следующие этапы работы с электроустановкой: сбор электрической схемы, ввод параметров, необходимых для моделирования режима; непосредственно моделирование режима и слежение за срабатыванием ИЭУ; просмотр регистратора аварийных событий через специализированное программное обеспечение; анализ полученных записей на предмет определения вида повреждения и места повреждения с сопоставлением с заданными параметрами.

На этапе подготовки к моделированию нештатной ситуации устройство РЕТОМ подключается к терминалу защит линии и для правильного воспроизведения работы ИЭУ настройки РЕТОМ приводятся в соответствие с уставками ИЭУ. На этом этапе обучающийся знакомится с основными возможностями устройства РЕТОМ и его программного обеспечения, с принципами организации конструкции терминалов и схемой подключения, настройками ИЭУ в плане согласования первичных и вторичных величин. На стадии параметризации происходит

ознакомление с уставками ИЭУ, в том числе уставками функции ОМП и вводом необходимых настроек в программное обеспечение РЕТОМ – «RL-модель энергосистемы», позволяющее имитировать токами и напряжениями на выводах ИЭУ короткое замыкание различного вида на некоторой длине линии. В настройках программы задаются параметры короткого замыкания, режима работы энергосистемы и параметры линий (рис. 2).

На следующем этапе происходит непосредственно моделирование удаленного короткого замыкания. Данный процесс быстротечен, последствия ситуации фиксируются ИЭУ. На данном этапе обучающиеся знакомятся с возможностями оперативной индикации, присутствующей в ИЭУ, списком событий, с записью регистратора аварийных событий. Учатся получать краткую информацию о произошедшем событии и в том числе о месте повреждения линии. сравнивают полученную информацию с заданными параметрами в ПО РЕТОМа.

Следующий этап – детальный анализ произошедшей ситуации. Для этого при помощи инженерного ПО для ИЭУ фирмы ABB – PCM600, взаимодействующим с ИЭУ по сети, либо через порт связи, находящийся на передней панели интеллектуального устройства, осуществляется просмотр детальной информации, полученной регистратором аварийных событий. На данном этапе обучающиеся получают основные сведения о ПО PCM600 и приобретают навыки работы по загрузке проектов, их согласованию с имеющейся текущей конфигурацией ИЭУ, просмотру конфигурации проектов. А также получению информации из регистратора аварийных событии и ее просмотра через встроенную в PCM600 утилиту.

Обучающийся получает и анализирует следующие сведения об аварийном событии:

- общие данные о повреждении (время и дата события, данные системы, длительность записи и т.п.);
- данные о месте повреждения (контур повреждения, место повреждения, направление);
- значения аналоговых величин до и после повреждения;
- информация о дискретных каналах;
- осциллограммы предшествующего и аварийного режимов (рис. 3);
- векторные диаграммы.

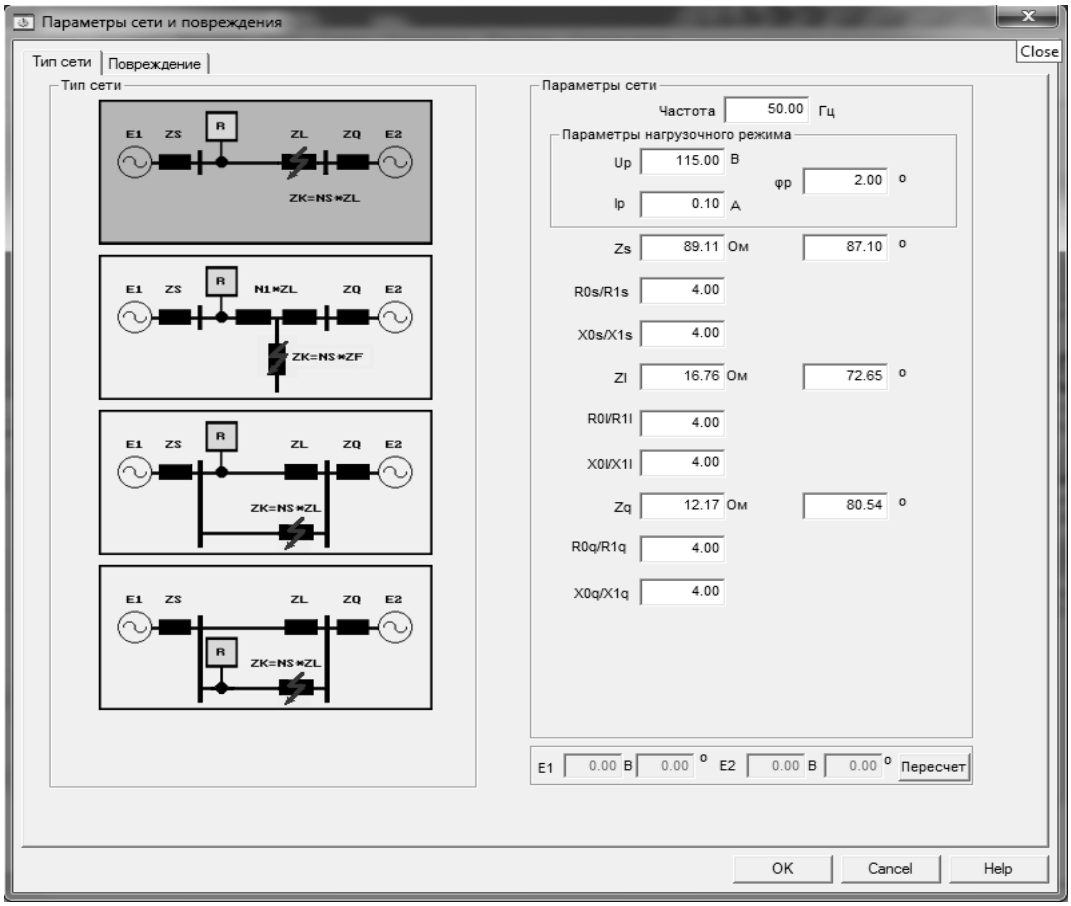


Рис. 2. Параметры сети и повреждения ПО РЕТОМ

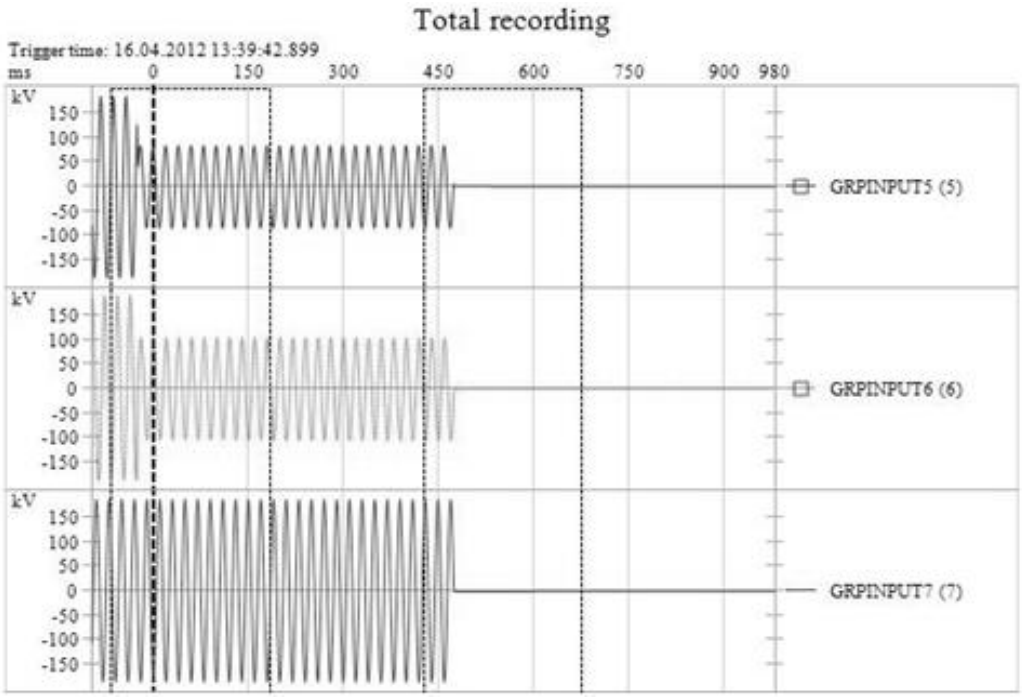


Рис.3. Осциллограммы режимов

По данной информации обучающиеся учатся идентифицировать произошедшую нештатную ситуацию, определяют вид и место КЗ, отслеживают работу защит и коммутационных аппаратов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Возможность использования полнофункционального реального оборудования, соответствующего стандарту МЭК 61850, при подготовке и переподготовке специалистов для проектирования и эксплуатации электростанций и подстанций, является ключевым фактором эффективности процесса обучения, организованного в МЭИ. Судя по отзывам слушателей курсов повышения квалификации учебно-исследовательский полигон АСУ ЭТО кафедры «Электрические станции» МЭИ и используемое на нем методическое обеспечение позволяет в сжатые сроки понять принципы организации современных микропроцессорных систем управления и защит и получить практические навыки работы с современным микропроцессорным оборудованием и SCADA системами.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Трофимов А.В. Управление электродвигателями собственных нужд в АСУ электроустановок: учебное пособие. – М: Издательство МЭИ, 2011. – 112 с.

[2] Гусев Ю.П., Поляков А.М., Трофимов А.В. Учебно-исследовательский полигон АСУ электроустановок // Энергоэксперт, 2011, № 3, с. 54-58.

[3] Гусев Ю.П., Поляков А.М., Трофимов А.В. Методическое и техническое обеспечение для обучения АСУ электротехническим оборудованием подстанций // Энергоэффективность и энергосбережение, 2013, № 3, с. 31-34.

Сведения об авторах

Юрий Павлович Гусев, заведующий кафедрой, Национальный исследовательский университет «МЭИ», доцент, к.т.н., GusevYP@mpei.ru

Александр Михайлович Поляков, доцент, Национальный исследовательский университет «МЭИ», к.т.н., PoliakovAM@mpei.ru

Алексей Валентинович Трофимов, доцент, Национальный исследовательский университет «МЭИ», доцент, к.т.н., 125167, т. 8-910-423-17-61, trofi56@bk.ru

ГАРМОНИЗАЦИЯ СТАНДАРТОВ МЭК 61850 И МЭК 61970

*Горелик Т.Г., Кабанов П.В., Кириенко О.В. (**ОАО «НТЦ ЕЭС»**)*

В докладе рассмотрены вопросы гармонизации стандартов МЭК 61850 и МЭК 61970. Приводится описание общих элементов и различий между стандартами, способы гармонизации и варианты использования обобщенной модели для решения практических (прикладных) задач.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ, СТАНДАРТЫ МЭК, ИНФОРМАЦИОННЫЙ ОБМЕН, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, МИКРОПРОЦЕССОРЫ, ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, МОДЕЛИРОВАНИЕ, SMART GRID.

В связи с развитием технологий автоматизации энергетики резко возрос интерес к технологиям цифровой подстанции. В рамках проектов цифровой подстанции особое внимание уделяется полевым устройствам и устройствам уровня присоединения. Меньше внимание уделяется проектированию и описанию модели подстанции. Современная цифровая подстанция должна функционировать в единой технологической и информационной среде с другими подстанциями в энергосистеме. В центрах управления сетями и диспетчерских центрах должна присутствовать точная и однозначная модель энергосистемы, включая модели всех подстанций, для эффективного ведения режима и управления оборудованием. Для решения поставленной задачи создается общая информационная модель энергосистемы (CIM). Идеальным источником информации о подстанции для CIM энергосистемы является SCL-файл описания подстанции, включающий в себя однолинейную схему. В виду большего количества общих элементов между CIM и SCL-файлами целесообразно разработать методы и инструменты для обмена данными между этими двумя структурами. Фактически гармонизация этих двух стандартов является основой информационной совместимости между технологиями SmartGrid [1].

Общие элементы между CIM и SCL

Описание подстанции в SCL и CIM по структуре совпадают и содержат следующие основные элементы:

Таблица 1. Элементы CIM и SCL

Наименование	CIM (пакет Core)	SCL
Подстанция	Substation	tSubstation
Уровень напряжения	VoltageLevel	tVoltageLevel
Присоединение	Bay	tBay

В SCL и CIM также совпадает способ описания топологии электрической схемы. Это описание базируется на использовании понятия «Узла соединения» (Connectivity Node) и «Точки подключения» на силовом оборудовании (Terminal). Силовое токоведущее оборудование (ConductingEquipent) имеет одну или несколько точек подключения, которые соединяются с узлом и таким образом устанавливаются связи между элементами схемы (рис. 1).

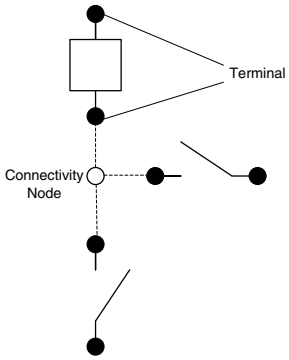


Рис.1. Описание электрических соединений в CIM и SCL

Различия между CIM и SCL

Несмотря на наличие общих элементов (дублирование) между CIM и SCL эти модели изначально ориентировались на разное применение. В силу этого CIM не может полностью заменить SCL, а SCL – не может заменить CIM. CIM создавалась как универсальный способ описание энергосистем, который можно использовать в различных приложениях систем EMS, DMS и других. В число таких приложений входят расчет режима, оценивание состояние, управление основным оборудованием и др. Перед разработчиками CIM стояла задача разработать достаточно универсальный способ описания схемы замещения электрической сети, которое позволяет использовать это описания в различных разнородных приложениях. Разработчики SCL решали другую не менее сложную задачу – создать универсальный формат для описания информационных связей на подстанции. Основное внимание было уделено модели данных в устройствах (логические узлы, типы данных и др.). Однолинейная схема в SCL позволяет связывать логические функции в микропроцессорных устройствах с элементами силовой схема, с которыми эти микропроцессорные устройства взаимодействуют. Из различий в назначениях двух моделей возникают все остальные различия.

CIM ориентирована на описание графов сети, в то время как SCL-файл имеет достаточно строгую иерархическую структуру. Все приложения расчета режима оперируют узлами и связями и CIM должна удовлетворять требованиям этих приложений. С другой стороны SCL изначально ориентировался на подстанционное применение, где структуру можно выразить в виде иерархии состоящей из фиксированного набора уровней (распределительных устройств, присоединений и силового оборудования).

В CIM используется RDF (Resource Description Framework) для описания модели энергосистемы [2]. В то время как в SCL используется XML-формат (древовидная структура). Использование RDF в CIM вызвано необходимостью удобно представлять графы [3]. Структура RDF записи (утверждения) имеет вид «субъект — предикат — объект». Например, активное сопротивление обмотки трансформатора равно 0,39 Ом может быть записано как субъект – обмотка трансформатора (TransformerWinding), предикат – активное сопротивление (TransformerWinding.r), объект – значение 0,39 Ом. Если в качестве объекта используется не конкретное значение (число), а ссылка на другой объект (ресурс), то фактически образуется ветвь графа, связывающая два ресурса. Например, обмотка трансформатора X (TransformerWinding) относится (TransformerWinding .MemberOf_PowerTransformer) к трансформатору Y, где X и Y – являются идентификаторами ресурсов. Таким образом, с использованием уникальных идентификаторов устанавливаются связи между ресурсами. В SCL также имеется система идентификации (с помощью атрибута name – технологическое имя). Отличием от CIM является то, что технологическое имя должно быть уникальным в рамках своего уровня в иерархии. Например, каждое присоединение в рамках одного уровня напряжение должно иметь уникальное технологическое наименование. Но два присоединения на разных распределительных устройствах могут иметь одно имя. Для того, чтобы соединить точку подключения (Terminal) в одном присоединении с узлом (ConnectivityNode) в другом присоединении, у объекта Terminal есть несколько атрибутов имя подстанции

(substationName), имя распределительного устройства (voltageLevelName), имя присоединения (bayName), имя узла соединения (cNodeName). Только совокупность этих параметров образуют уникальный идентификатор в рамках SCL файла.

SCL-файлы включают в себя подробное описание микропроцессорных устройств, способов передачи данных (на верхний уровень и между устройствами) и команд управления. CIM ограничивается лишь описанием отдельных точек измерения и телеуправления без указания семантики (т.е. физического смысла) этих точек.

CIM содержит подробное описание электрических параметров схемы замещения. В SCL такое описание полностью отсутствует.

Варианты использования

Гармонизация стандартов МЭК 61850 и МЭК 61970 является достаточно важной задачей с точки зрения сокращения работы (исключение дублирования). Не менее важно рассмотреть возможные варианты применения такой обобщенной модели. В [4] был предложены возможные варианты использования обобщенной модели для решения практических (прикладных) задач.

Первый вариант использования – формирование CIM энергосистемы на базе SCL файлов. В этом случае, при включении подстанции в единую информационную модель энергосистемы необходимо преобразовать SCD (файл конфигурации подстанции) в CIM и сформированную модель включить в состав модели энергосистемы. Для этого получившаяся из SCL-файла модель должна быть дополнена недостающими параметрами (в том числе параметрами схемы замещения).

Второй вариант использования – проверка корректности настройки защит на подстанциях (в том числе перекрытие зон действия защит, резервирования и т.д.). Для этого на основании обобщенной модели инженер службы релейной защиты может выяснить, какие защиты установлены по концам заданной линии электропередач (по привязке логических узлов из SCL-файлов). С помощью подсистемы передачи неоперативной технологической информации уставки защит могут быть считаны и доступны на его рабочем месте. На основании электрических параметров из CIM могут быть выполнены необходимые расчеты и на основании выполненных расчетов можно сделать соответствующие выводы.

Третий вариант использования – изменение уставок защит по сети. Данный вариант схож с предыдущим и позволяет изменять уставки (в том числе в автоматическом режиме) для выполнения адаптации защит к изменяющимся условиям в энергосистеме. Использование для этого непротиворечивой модели является критически важным с точки зрения обеспечения надежности.

Четвертый вариант – использование информации для проведения испытания защит. При этом есть возможность проводить тестирование защит связанных с несколькими энергетическими объектами (подстанциями).

Пятый вариант – использование в системе централизованной противоаварийной автоматики.

Шестой вариант использования – выполнения оперативных переключений на основании советчика диспетчера. В этом случае из SCL файла выбираются соответствующие измерения и на их основании и электрических параметрах (CIM) выполняются расчеты в автоматическом режиме. Диспетчеру выдается соответствующее информационное сообщений.

Седьмой вариант – использование обобщенной модели для восстановления энергосистемы после системной аварии. При этом имеется возможность на основание SCL запросить более подробную по сравнению с телемеханикой информации по отдельным элементам энергосистемы.

Восьмой вариант использования – мониторинг состояния первичного оборудования. На основании информации из SCL файла находятся логические узлы, связанные с состоянием силового

оборудования. С помощью системы передачи неоперативной технологической информации считываются текущие данные и выводятся для анализа персоналу.

Приведенные выше примеры являются перспективными направлениями развития информационных технологий в энергетике и их можно полностью отнести к технологиям Smart Grid, или интеллектуальной сети.

Способы гармонизации

Структура RDF-файла хорошо подходит для того, чтобы полностью включить в себя описание информационной модели подстанции (SCL) с использованием достаточно общего подхода [1]. Этот подход заключается в следующем:

- Разбиение элементов SCL-файла на объекты с уникальными идентификаторами, т.е. создание линейных списков объектов (подстанций, распределительных устройств, присоединений, силового оборудования, интеллектуальных электронных устройств).
- Присвоение каждому элементу уникального идентификатора.
- Установка связи между этими объектами с использованием этих идентификаторов.

Таким образом, можно сформировать CIM на базе SCL-файла, при этом совпадающие объекты в CIM и SCL будут заменены на единый гармонизированный вариант. Наличие единых идентификаторов и возможность перевода одних идентификаторов (SCL) в другие (CIM) позволяет выполнить и обратное преобразование из CIM в SCL.

Еще одной важной проблемой является необходимость в слиянии моделей. Например, на подстанции, которая уже включена в CIM, произошло расширение, и SCD-файл был дополнен. В этом случае необходимо повторно включить этот файл в CIM. При этом уже включенные части (дополненные соответствующими атрибутами) не должны быть затронуты. Такой механизм называется слиянием (Merging) и также должен быть основан на единой системе идентификации объектов.

Выводы

Гармонизация стандартов МЭК 61850 и МЭК 61970 является очень важной с точки зрения технологий Smart Grid и цифровой подстанции. Объединить две модели можно только на основании единой системы идентификации объектов. Для упрощения этих задач (преобразование, объединение, слияние) должна использоваться система автоматизации проектирования, позволяющая работать с единой моделью данных (SCL и CIM).

Список литературы:

[1] «Harmonizing the International Electrotechnical Commission Common Information Model (CIM) and 61850 Key to Achieve Smart Grid Interoperability» - Objectives Final Report, May 2010, EPRI Project Manager D. Becker.

[2] An Introduction to IEC 61970-301 & 61968-11: The Common Information Model, Dr Alan W. McMorran.

[3] «NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0» - NIST Special Publication 1108, January 2010.

[4] Harmonization of IEC 61970, 61968, and 61850 Models - Technical Report.

ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ СТЕНД УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ, РАБОТАЮЩИХ ПО СТАНДАРТУ МЭК 61850

Горелик Т.Г., Кабанов П.В., Кириенко О.В. (ОАО «НТЦ ЕЭС»)

В докладе приводится описание испытательного стенда устройств релейной защиты и систем автоматизации, работающих по стандарту МЭК 61850. Отмечаются особенности тестирования современных устройств в составе распределенных систем построенных на основе стандарта МЭК 61850, приводится описание видов испытаний и оборудования, используемого для проведения испытаний.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ, СТАНДАРТЫ МЭК, ИНФОРМАЦИОННЫЙ ОБМЕН, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, МИКРОПРОЦЕССОРЫ, ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИСПЫТАНИЯ, ТЕСТИРОВАНИЕ.

На современном этапе развития энергетики различными отечественными и зарубежными фирмами предлагается к использованию большое количество микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (МП РЗА), противоаварийной автоматики, регистраторов аварийных процессов, контроллеров присоединений и др. Микропроцессорные устройства ведущих отечественных и зарубежных производителей являются интеллектуальными электронными устройствами с поддержкой стандарта МЭК 61850. Широкое применение стандарта МЭК 61850 и сети Ethernet в системах автоматизации позволяет существенно упростить создание сложных систем автоматизации и управления электроэнергетическими объектами.

Внедрение стандартов МЭК в системах автоматизации электроэнергетических объектов требует соответствующего тестирования устройств нижнего уровня и комплекса в целом. В отечественной практике и за рубежом были разработаны и активно применяются различные методики проведения испытаний систем автоматизации на базе стандарта МЭК 61850. Традиционные методы испытаний с использованием физических моделей коммутационных аппаратов и интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) накладывают ограничения на возможности испытательного стенда, когда ресурсы цифрового моделирования практически не ограничены. Использование большого количества ИЭУ дорого, трудоёмко в наладке, кроме того подобный испытательный стенд занимает большую площадь. Цифровые средства моделирования компактны, удобны в настройке и предоставляют больше возможностей для проведения испытаний.

Все проверки можно условно разделить на проверки в режиме реального времени, проверки в режиме, не требующем обеспечение реального времени, и комбинированные испытания.

К проверкам в режиме, не требующем обеспечение реального времени, относятся:

1. Проверка реализации стандарта МЭК 61850 в интеллектуальных электронных устройствах.
2. Проверка совместимости между различными устройствами.

К проверкам в режиме реального времени относятся:

1. Функциональные испытания устройств.
2. Проверка производительности устройств.
3. Проверка производительности сети Ethernet.

Ряд испытаний требует применения комбинированного подхода. В одних испытаниях проверяются характеристики реального времени устройств или системы, в других для формирования условий функционирования системы (информационной нагрузки, задания начальных условий, формирования случайной последовательности сигналов и т.д.) не требуется использовать системы

реального времени. Это касается проверки резервирования ИЭУ (коммуникационных портов, питания и т.д.), проверки резервирования сети Ethernet, штормовых испытаний.

Наибольший интерес представляют комбинированные испытания, т.к. в этих испытаниях проверяется функционирование устройств в составе системы, т.е. в режиме наиболее близком к реальным условиям работы на объекте электроэнергетики.

С момента появления стандарта МЭК 61850 различные отечественные и зарубежные организации начали создавать испытательные стенды и полигоны для проведения комплексных испытаний устройств и систем согласно стандарту МЭК 61850. В своей основе испытательные стенды были близки друг к другу и включали следующее оборудование:

1. Интеллектуальные электронные устройства, работающие по стандарту МЭК 61850.
2. Сетевое оборудование (активное и пассивное).
3. Автономные испытательные комплексы (РЕТОМ или Omicron).
4. Различные модели оборудования подстанции (коммутационные аппараты, ключи и др.).
5. Источники вспомогательных тестовых сигналов (PPS и др.).

Такой набор оборудования позволяет в полном объеме выполнить испытания систем автоматизации, как в режиме реального времени, так и без обеспечения реального времени. Однако в таких системах провести комплексные испытания не представляется возможным, поскольку необходимо учесть обратную связь между системой автоматизации и энергосистемой в режиме реального времени. Кроме того, необходимо обеспечить возможность быстрого изменения структуры испытательного стенда (состав интеллектуальных электронных устройств и моделей первичного оборудования).

С учетом этих замечаний в ОАО «НТЦ ЕЭС» был создан испытательный стенд, включающий в себя как возможность обеспечить обратную связь в реальном времени, так и возможность быстро изменить структуру испытательного стенда. Для этого в стандартный перечень оборудования были добавлены два новых элемента: комплекс RTDS и симулятор устройств, систем и подсистем, работающих по стандарту МЭК 61850.

Испытательный стенд содержит следующее оборудование:

1. Комплекс RTDS.
2. Симулятор устройств МЭК 61850.
3. Автономный испытательный комплекс (OMICRON 256plus).
4. Интеллектуальные электронные устройства, работающие по стандарту МЭК 61850 (ЭКРА, Siemens, MiCOM).
5. Сетевое оборудование (активное и пассивное).
6. Различные модели оборудования подстанции (коммутационные аппараты, ключи и др.).
7. Источники вспомогательных тестовых сигналов (PPS и др.).
8. Источники питания.

Комплекс RTDS

Данный комплекс является разработкой фирмы RTDS Technologies Inc. (Канада). Он в значительной мере расширяет возможности проведения испытаний в реальном времени, но к его недостаткам можно отнести высокую стоимость модулей и невозможность цифрового моделирования устройств по стандарту МЭК 61850.

Основными возможностями RTDS являются:

1. Возможность рассчитывать переходные процессы в режиме реального времени.
2. Возможность обеспечить обратные связи между интеллектуальными электронными устройствами и энергосистемой в режиме реального времени.
3. Модульное исполнение.

Симулятор устройств, систем и подсистем, работающих по стандарту МЭК 61850

Симулятор является собственной разработкой ОАО «НТЦ ЕЭС». Он выполнен в виде компьютера промышленного исполнения, имеющего 6 портов Ethernet, а также внешний модуль физических входов/выходов.

Основные возможности симулятора:

1. Возможность быстро смоделировать любое устройство на базе ICD файла.
2. Возможность смоделировать до 60 устройств по протоколам MMS и GOOSE.
3. Возможность моделировать передачу и прием SV.
4. Возможность задать внутреннюю логику интеллектуальных электронных устройств с разной степенью детализации.

Совместное использование комплекса RTDS и симулятора МЭК 61850

Совместное использование двух программно-технических комплексов (RTDS и симулятора МЭК 61850) позволяет проводить наиболее сложные испытания. Это связано с особенностью построения систем автоматизации на базе стандарта МЭК 61850. В основе таких систем лежит децентрализованный принцип и свободное распределение логических функций между устройствами. При этом обмен данными между устройствами осуществляется по протоколу GOOSE.

Такое построение систем требует особенного подхода к испытаниям. Все устройства функционируют не автономно, а в составе распределенной системы. Если проверяемая система небольшая, то ее можно смоделировать с использованием физических интеллектуальных электронных устройств и физических моделей силового оборудования. Однако такой способ не позволяет гибко запрограммировать поведение системы: испытательный комплекс ограничен возможностями устройств, представленных на нем, а также ограничений, возникающих вследствие невозможности использования большого количества физических моделей.

Рассмотрение этого вопроса показало, что наиболее эффективным решением является использование симулятора МЭК 61850 для моделирования устройств, не представленных на стенде, а комплекс RTDS – для симуляции поведения энергосистемы. Преимуществами такой системы являются практически неограниченная конфигурация интеллектуальных электронных устройств и их взаимосвязей, возможность гибкого моделирования логики интеллектуальных электронных устройств, широкий спектр моделей элементов энергосистемы, представленных в RTDS.

Совместное использование двух программно-технических комплексов (RTDS и симулятора МЭК 61850) позволяет проводить функциональные испытания различных интеллектуальных электронных устройств, комплексные испытания SCADA-систем и ПТК АСУ ТП.

Заключение

Проведение комплексных испытаний систем, работающих по стандарту МЭК 61850, является непростой задачей в связи с особенностями построения подобных систем (децентрализация, сложные информационные взаимосвязи и др.). Традиционные подходы с использованием ограниченного набора типовых устройств и физических моделей элементов энергосистемы сильно ограничивают возможности испытательного стенда. В связи с этим, испытательный стенд ОАО «НТС ЕЭС» был расширен за счет комплекса RTDS и симулятора устройств, систем и подсистем, работающих по стандарту МЭК 61850, что позволило создать наиболее гибкую конфигурацию испытательного стенда для решения комплексных задач проведения испытаний.

Оптимизация состава подсистем для цифровых подстанций

Чулков А.А. Технический директор

ЗАО «Альстом Грид»

Новая, даже распределительная подстанция, без автоматизированной системы управления –уже редкость. Каждая система управления (АСУ) подстанции включает набор подсистем таких как: РЗ (релейная защита), ПА(противоаварийная автоматика) , РАС (регистратор аварийных событий) , ОМП (определение места повреждения), ККЭ (контроль качества электроэнергии) и др. Цифровая подстанция дополнительно подразумевает оснащение системой синхронизированных векторных измерений (СМПР или PMU) и интеграцию в кластер Smart Grid. Это в свою очередь приводит к увеличению стоимости вторичного оборудования на подстанции.

Разрозненные устройства, устанавливаемые для решения вышестоящих задач, представляют из себя емкое в настройке и обслуживании хозяйство на микропроцессорной базе. Многие из них используют элементную базу из разных поколений и сложны в интеграции. Появление нового поколения подстанций – цифровые подстанции с использованием МЭК61850 позволяет оптимизировать аппаратную часть различных подсистем.

Вниманию читателя предлагается комбинированная подсистема для установки на традиционных и цифровых подстанциях, выполняющая функции ОМП, РАС, СМПР и ККЭ.

Первое преимущество ее использования – высокоточное ОМП на волновом принципе, описание реализации которого приведено ниже.

Метод волнового определения места повреждения

Принцип спутниковых систем навигации [1] основан на измерении расстояния от антенны на объекте до спутников, положение которых известно с большой точностью. Таблица положений всех спутников называется альманахом, которым должен располагать любой спутниковый приёмник до начала измерений. Если предположить что точка повреждения на ЛЭП это есть искомый обьект, а альманах заменить на подстанции, которые соединяет данная линия, то расстояние d до места повреждения можно определить по формуле (2):

$$Xa = \frac{L - kc(ta - tb)}{2}; \qquad (2)$$

где

c-скорость света,

k-понижающий коэффициент, зависящий от особенностей ЛЭП, составляет 0,95-0,99

остальные параметры схематично отражены на рис 1

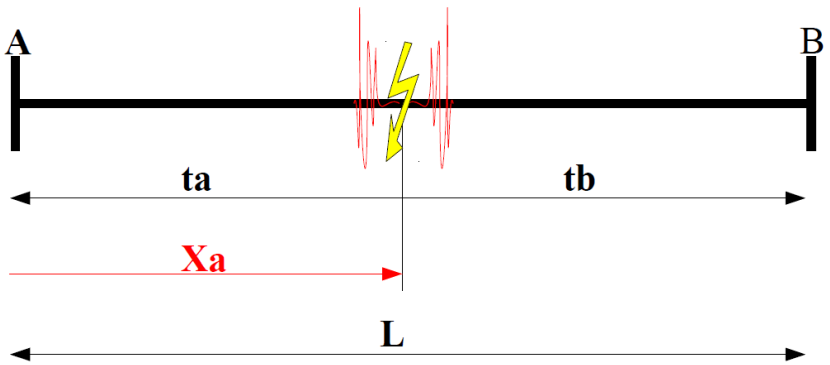


Рис. 1 Пояснение к расчетной формуле

Метод измерения расстояния основан на определённости скорости распространения электромагнитной волны. Для осуществления возможности измерения времени распространяемого сигнала каждая точка фиксации должна быть точно синхронизирована с единым временем.

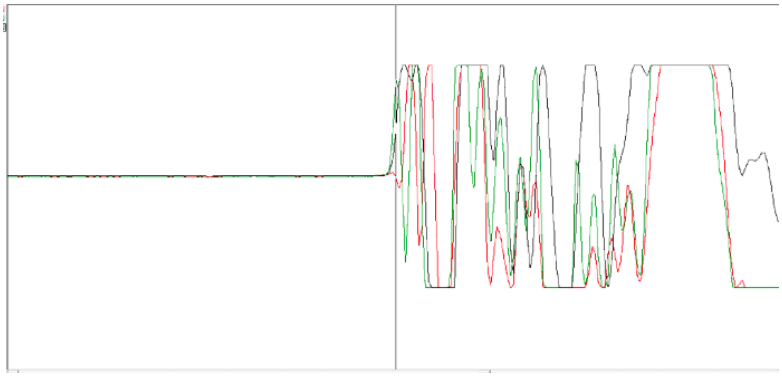
Погрешности данного метода

Вызваны совершенно иными причинами нежели в традиционном ОМП. Здесь точность замера не зависит от переходного сопротивления КЗ, величины подпитки источника, взаимоиндукции и

погрешности ТТ/ТН. Теперь влияние оказывает температура окружающей среды, наличие неоднородностей линии однако эти влияния намного меньше чем электрические параметры.

Высокоомные замыкания сопровождаются много меньшими величинами тока и просадки напряжения. В этом случае обычные защиты и ОМП не всегда обладают достаточной чувствительностью. С применением волнового метода становится возможным очувствить пусковые органы не боясь насыщения измерительных цепей, так как искажение формы сигнала не влияет на точность расчета. На рисунке 2 приведена осциллограмма тока вполне удовлетворяющая требованиям точности системы.

Рис. 2 Форма кривой тока на выходе вторичного преобразователя



Пример реализации

Устройство установлено на линии 230кВ длиной 325 км, показанной на рисунке 3. Устройства волнового ОМП установлены на сторонах ПС «Тукуруи» и ПС «Альтамира».

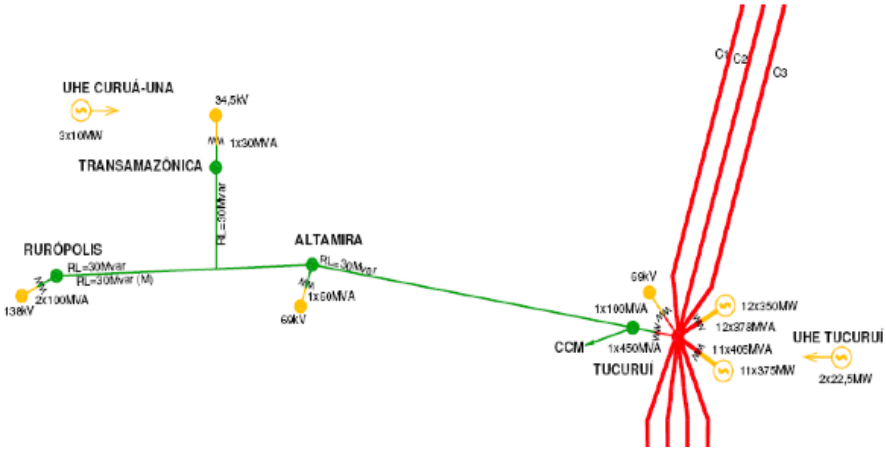


Рис. 3 Схема сети

Пальма, выросшая в 291,4 м от «Тукуруи», привела к появлению высокоомного замыкания фаз В и С на землю, что было зафиксировано системой с результатом 290,9 м. Расчетная погрешность составила менее 0,1%. Этот результат получен несмотря на то, что линия оснащена устройством продольной компенсации и фазоповоротной схемой для целей стабильности. Кроме того волновое ОМП может применяться на многоконцевых линиях.

Метод волнового ОМП на линиях электропередач известен с 1985 года, но практических внедрений до сих пор единицы. Сложность использования метода связана с необходимостью организации высокоскоростного канала связи между сторонами линии. Реализация данного решения в энергосистеме предусматривает тоже наличие коммутируемой сети между приборами (точками фиксации) - рис. 4. Но данное соединение необходимо лишь в момент работы приложения на компьютере оператора и может выполняться даже с помощью модемов.

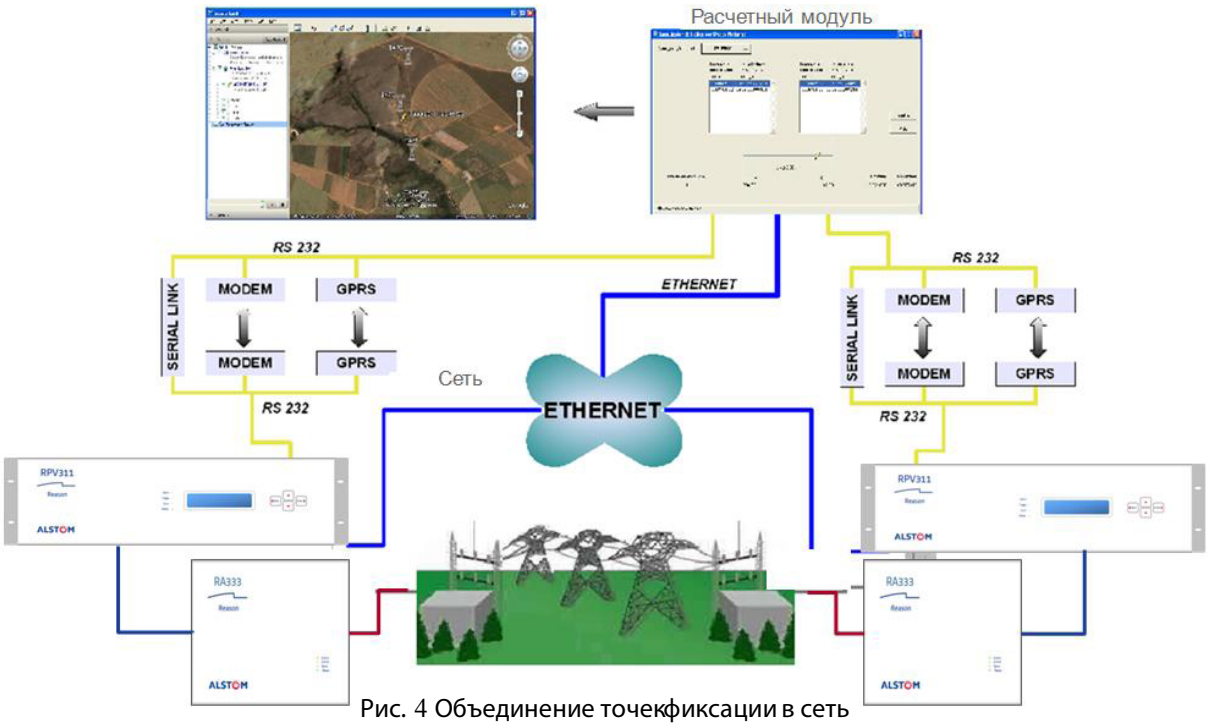


Рис. 4 Объединение точекфиксации в сеть

Необходимо отметить, что обнаружение электромагнитной волны, порожденной замыканием, выполняется по напряжению. Это позволяет использовать одну точку фиксации для всех линий присоединенных к шинам

Главным условием правильности функционирования является точная единая синхронизации точек фиксации. Для каждого устройства предусмотрено два входа источника точного времени: проводный – витая пара и оптический – многомодовый ST. Необходимая точность составляет 100нс. В качестве источника возможно применение GPS/Glonass приемников, имеющих выход немодулированного сигнала стандарта IRIG-B

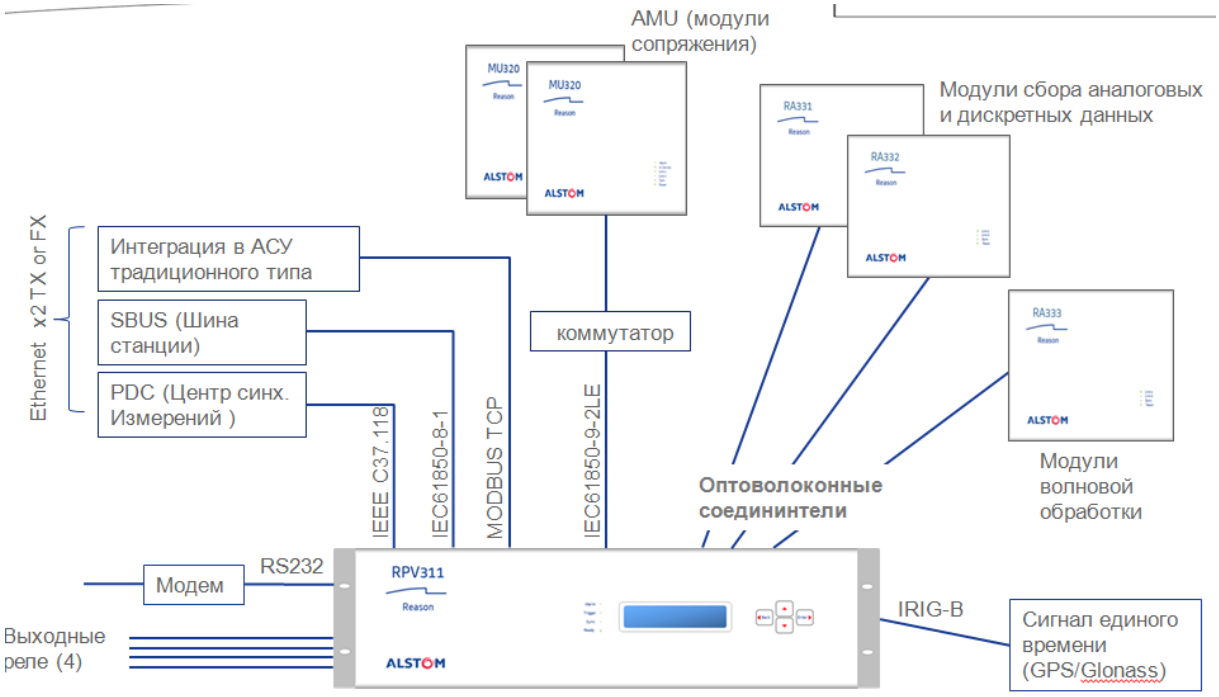


Рис. 5 Архитектура системы RPV-311

Другим качественно новым свойством является интерфейс пользователя на базе интернет-браузера с возможностью доступа к точкам расчета через IP протокол. Вычисление места повреждения выполняется с помощью программного модуля на основании записей, извлеченных из точек фиксации.

Экспорт результатов расчета в формате .kml позволяет наносить обнаруженные повреждения на географические карты типа Google Earth.

Данный алгоритм реализован в устройстве RPV-311 (рис. 5) из состава линейки продуктов Альстом, но данное устройство – не просто ОМП.

Измерение фазора и подстанционный концентратор

Одно из первых устройств, позволяющее передавать данные в стандарте IEEE C37.118, полученные с помощью SAV потока МЭК61850-9-2.

В процессе конфигурации доступно включение в поток как векторных значений напряжений и тока так и симметричных составляющих, скалярных значений и дискретных данных, получаемых устройством от модулей регистрации.

Точность измерения (TVE), заявленная производителем при измерении частоты, амплитуды сигнала, угла составляет 1%.

Предоставление данных о синхронизированных измерениях может выполняться с выборкой раз в 1/2/5 периодов промышленной частоты.

Принимая во внимание канальную емкость устройства, указанную ниже, функция измерения фазора в большинстве случаев охватывает всю подстанцию что позволяет отказаться от установки SPDC –подстанционного концентратора данных фазора.

Другие подсистемы

Устройство RPV-311 представляет мощный фрагмент системы управления цифровой подстанции. Первое отличие от аналогичных систем заключается в использовании стандарта МЭК 61850, что дает уникальную возможность иметь несколько логических устройств в составе одного физического устройства. Высокая процессорная мощность, необходимая для волновых измерений позволяет с легкостью реализовывать смежные задачи:

1. Регистратор аварийных событий с числом аналоговых каналов до 64, дискретных каналов до 256 с частотой выборок на период 64, 128, 256 по выбору пользователя
2. Регистратор аварийных событий в сети МЭК61850 с числом SAV 9-2 до 8 , числом дискретных сигналов с доставкой по GOOSE до 256.
3. Анализ качества электроэнергии и сохранение результатов в архиве
4. Ведение листа событий

Заключение:

На сегодняшний момент задачи мониторинга электрической сети такие как:

1. Наблюдение и передача синхронизированных векторных измерений
2. Высокоточное определение места повреждения на ЛЭП
3. Регистрация и запись аварийных событий
4. Расчет качества электроэнергии

могут быть решены в составе единого аппаратного устройства с поддержкой как цифровой так и традиционной инфраструктуры. Реализация нескольких функциональных задач на базе одной аппаратной базы - это прямой путь к повышению экономической эффективности внедрения цифровых подстанций.

Список литературы

[1] Global Positioning System , National Research Council (U.S.). Committee on the Future of the Global Positioning System; National Academy of Public Administration, 1995

[2] “Traveling waves fault location”, Technical note, Reason Tecnologia.

[3] Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.04.2012 № 286р

[4]Fault Location by Traveling Waves: Application in High Impedance Events, Carlos Alberto Dutra Rafael Rosar Matos, Sergio Luiz Zimath, Jurandir Paz de Oliveira, João Henrique Monteiro de Resende, Joaquim Américo Pinto Moutinho

[5] RPV-311 Technical manual, Alstom, 2014

МОНИТОРИНГ СОПТ И ЩСН В ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

Волков И.В, Иванов А.Б, Скворцов П.В, Шаварин Н.И (ООО НПП «ЭКРА»)

В докладе представлены итоги работы группы мониторинга отдела низковольтных комплектных устройств ООО НПП «ЭКРА» и ее дальнейшее развитие на основе протокола 61850.

Основными компонентами системы собственных нужд электростанций и подстанций являются:

- высокая сторона: комплектные распределительные устройства (КРУ); измерительные трансформаторы тока и напряжения; ошиновка или кабельная связь, измерительные приборы (аналоговые и цифровые);
- понижающие трансформаторы с масляным и «сухим» охлаждением;
- ошиновка или кабельная связь между 0,4 кВ и ЩСН;
- щиты собственных нужд, которые содержат ошиновку, предохранители, автоматические выключатели
- зарядно-подзарядные устройства;
- аккумуляторная батарея;
- щиты постоянного тока;
- шкафы распределения оперативного тока.

На электрических подстанциях, особенно необслуживаемых, требуется надежное функционирование вышеперечисленных компонентов [1-3]. Надежность функционирования определяется такими критериями, как безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость. Система мониторинга позволяет получать и анализировать информацию о состоянии оборудования собственных нужд. На основе этой информации система собственных нужд поддерживается в нормальных условиях, возможно прогнозирование выхода из строя каждого из ее компонентов, сокращение времени ремонта.

Исходя из заданных целей, к системе мониторинга выдвигаются требования:

- сбор информации от первичных датчиков;
- регистрация изменений и журналирование событий;
- логическая обработка сигналов;
- передача информации в смежную АСУ.

В простейшем случае для построения системы мониторинга используются цифровые приборы и измерительные устройства с одинаковым протоколом связи. Зачастую этим протоколом является Modbus RTU. Каждому устройству системы мониторинга назначаются соответствующие сетевые параметры, и они объединяются кабелем передачи данных, к которому и будет подсоединяться смежная АСУ. Однако при интеграции в АСУ необходимо знать особенности каждого прибора, что намного усложняет работу проектировщика АСУ. Дополнительный недостаток таких систем в том, что используются протоколы передачи данных на основе RS-485, т.е. работающие по схеме «главный» - «подчиненный». Общий цикл опроса всех устройств может значительно увеличиться при выходе из строя некоторых устройств.

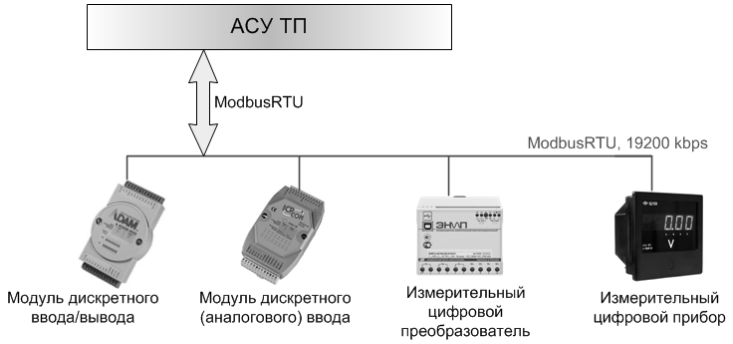


Рис. 1. Структурная схема системы мониторинга без коммуникационного контроллера

Дальнейшее развитие этой системы было в использовании дополнительного коммуникационного контроллера [4], собирающего информацию от распределенных устройств и

выдающего ее в АСУ. Свободно программируемый промышленный контроллер фирмы Moxa отлично подошел для этих целей. Промышленный контроллер Moxa имеет 4 порта RS-485 и два Ethernet порта. В результате появилась возможность дополнительной реализации протоколов на базе стека TCP/IP (Modbus TCP, МЭК 60870-5-104).

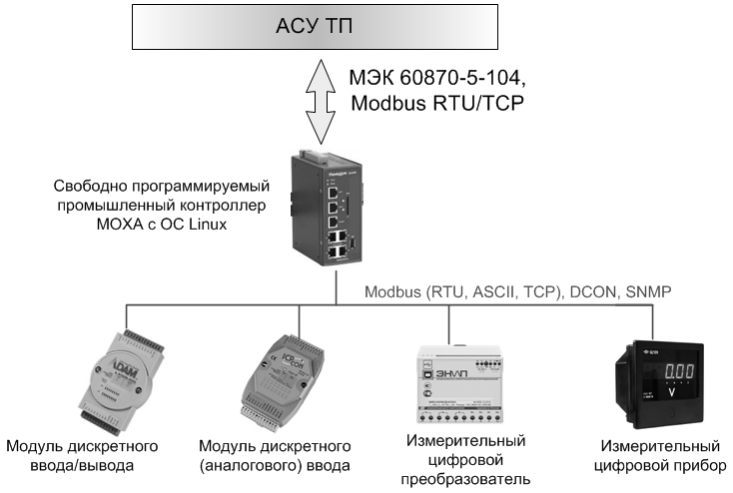
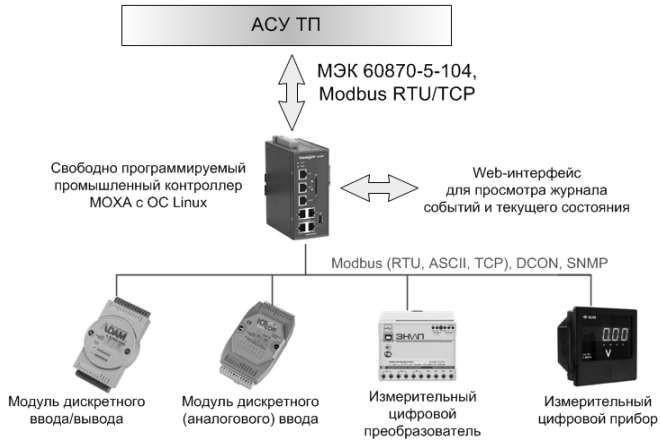
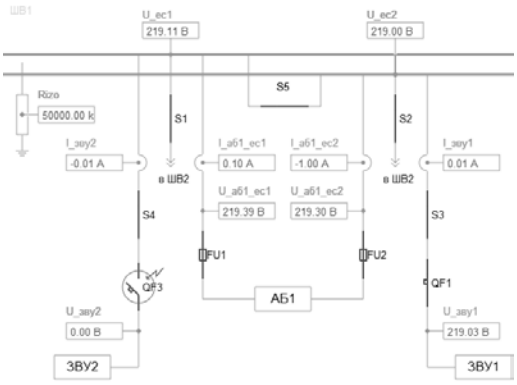


Рис. 2. Структурная схема системы мониторинга с коммуникационным контроллером

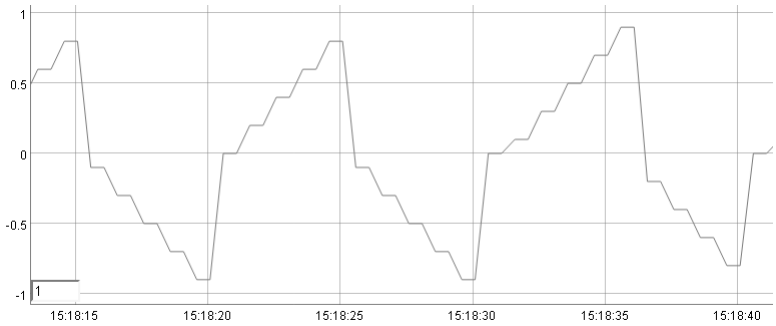
Обе описанные системы просто передавали информацию о текущем состоянии системы собственных нужд. Следующей задачей было отслеживание изменений сигналов и ведение журнала событий. В настоящее время в системе мониторинга ведется регистрация аналоговых значений с частотой 1 Гц. Для просмотра журнала событий и архива измерений в контроллере мониторинга разработан web-интерфейс. Текущее состояние системы собственных нужд можно просмотреть в виде мнемосхемы или в табличном виде.



а



б



в

Рис. 3. Система мониторинга: а – структурная схема; б – мнемосхема на web-интерфейсе;

в – временная диаграмма аналогового сигнала (1 Гц)

В СОПТ особенное значение имеет функция осциллографирования, поскольку именно к данной системе предъявляются наиболее жесткие требования по надежности и предупреждению аварий. Для реализации функции осциллографирования была применена быстродействующая полевая шина связи EtherCat [5]. В сети EtherCat время доставки информации от одного устройства к другому строго постоянно и меньше 1 миллисекунды. В результате удалось создать контроллер регистрации аварийных событий (РАС) с частотой регистрации 2 кГц. Этого хватает, чтобы определить ток КЗ, снижение напряжения в момент КЗ, длительность отключения. Осциллограммы передаются в АСУ в виде файлов Comtrade и имеют возможность просмотра через web-интерфейс.

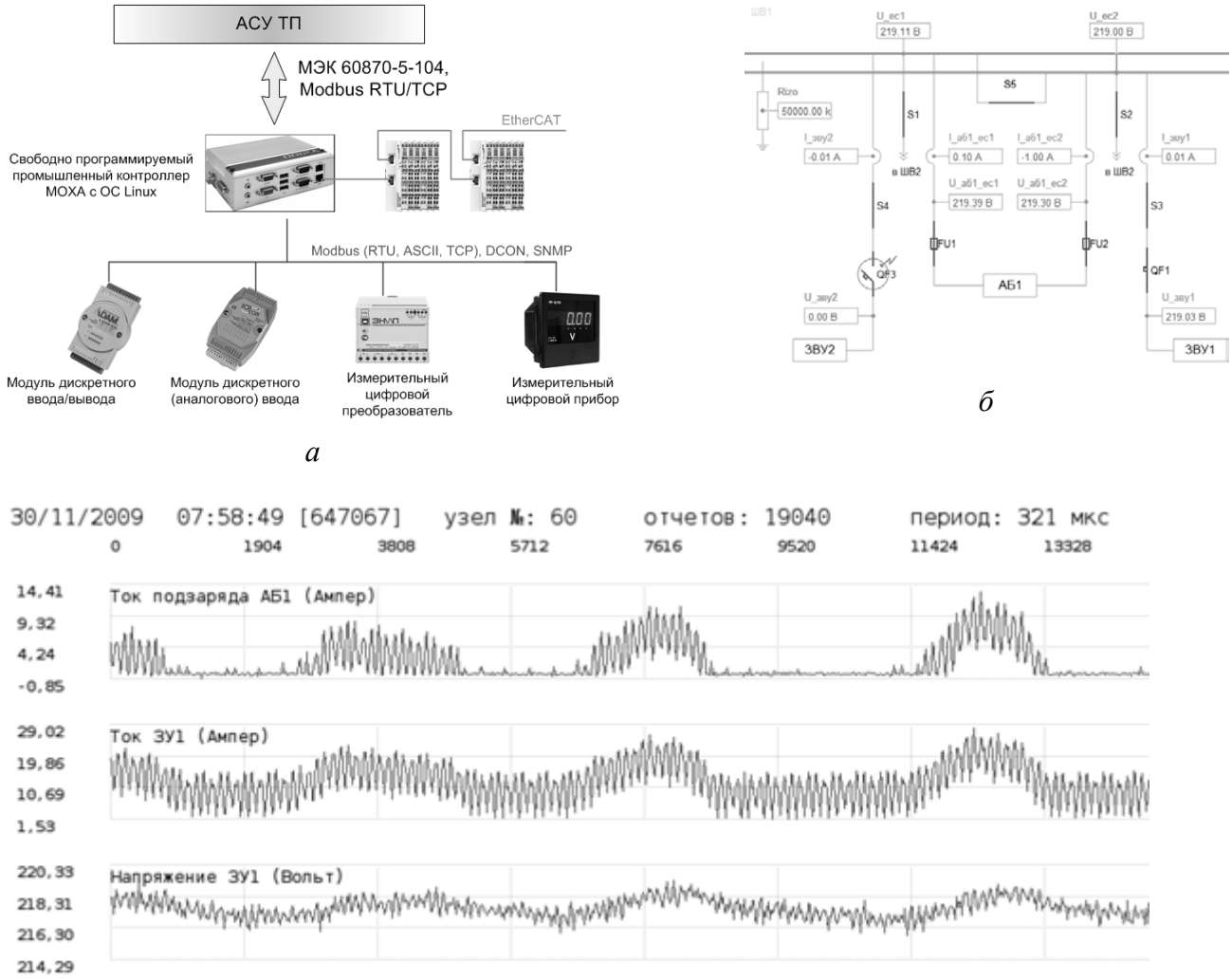


Рис. 4. Система мониторинга: а – структурная схема; б – мнемосхема на web-интерфейсе; в – осциллограмма аналогового сигнала (2 кГц)

Рассмотрим преимущества нашей системы РАС на примере проекта ПС «Новоанжерская». Для построения системы РАС использовались централизованные терминалы. В терминалы заводились аналоговые сигналы 0..20 мА и дискретные сигналы типа «сухой» контакт. Т.к. осциллографируемые сигналы находились в разных шкафах, то количество межшкафных соединений значительно возросло. При этом вероятность воздействия помехи, искажающей величину измерения, также возрастает.

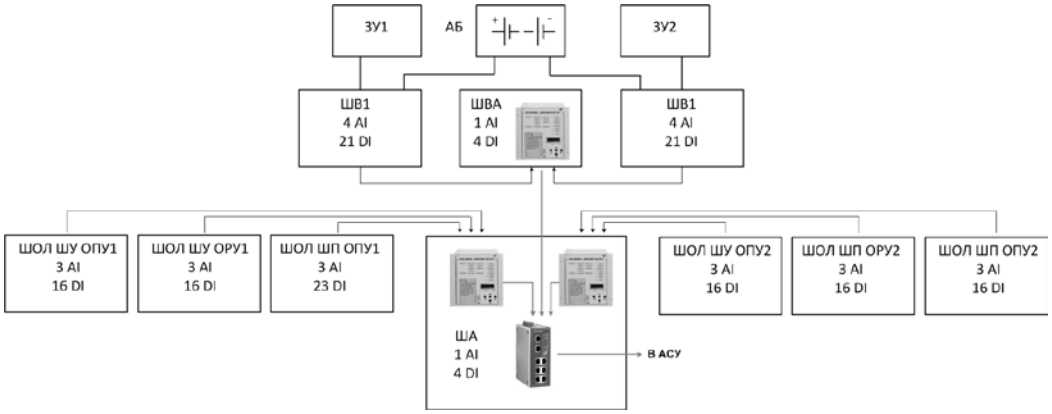


Рис. 5. Структурная схема централизованной системы РАС

Если систему РАС реализовывали с помощью нашей системы, то она бы приняла децентрализованный вид. Компактные модули EtherCat фирмы Beckhoff располагаются непосредственно рядом с регистрируемым сигналом. Благодаря модульной структуре устройств Beckhoff количество аналоговых входов выбирается в зависимости от требований. Между шкафами прокладывается всего один кабель передачи данных, защищенный от помех. Отдельное микропроцессорное устройство, не имеющее входов и выходов, собирает информацию с распределенных модулей и, преобразовав ее в требуемый вид, сохраняет в файле осциллограммы и передает ее в АСУ.

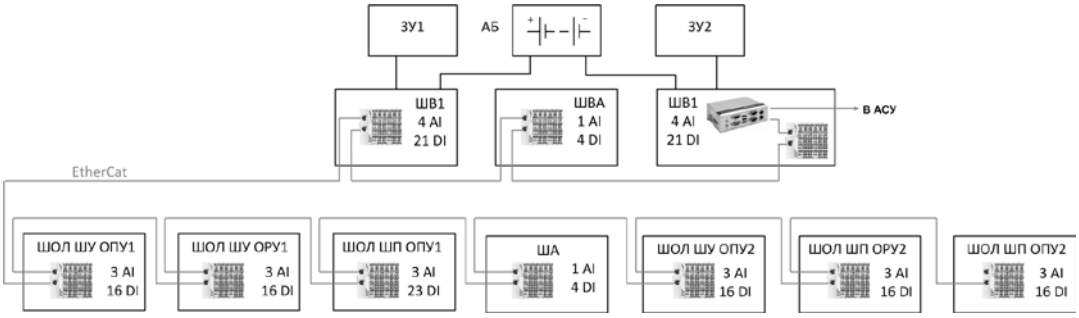


Рис. 6. Структурная схема децентрализованной системы РАС

Стандарт МЭК 61850 применительно к собственным нуждам регламентирует информационный обмен с автоматизированной системой всей подстанции и не затрагивает архитектуру построения системы собственных нужд. Основным преимуществом протокола 61850 является легкость, с которой разработчики АСУ интегрируются к системе мониторинга, поскольку список сигналов готовится заранее и хранится в стандартизированном виде.

В 2014 г. в ПТК системы мониторинга была добавлена реализация информационного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1 (MMS). Он используется для передачи команд телеуправления, сбора данных телеизмерений и телесигнализации, а также для отправки отчётов с контроллера системы мониторинга.

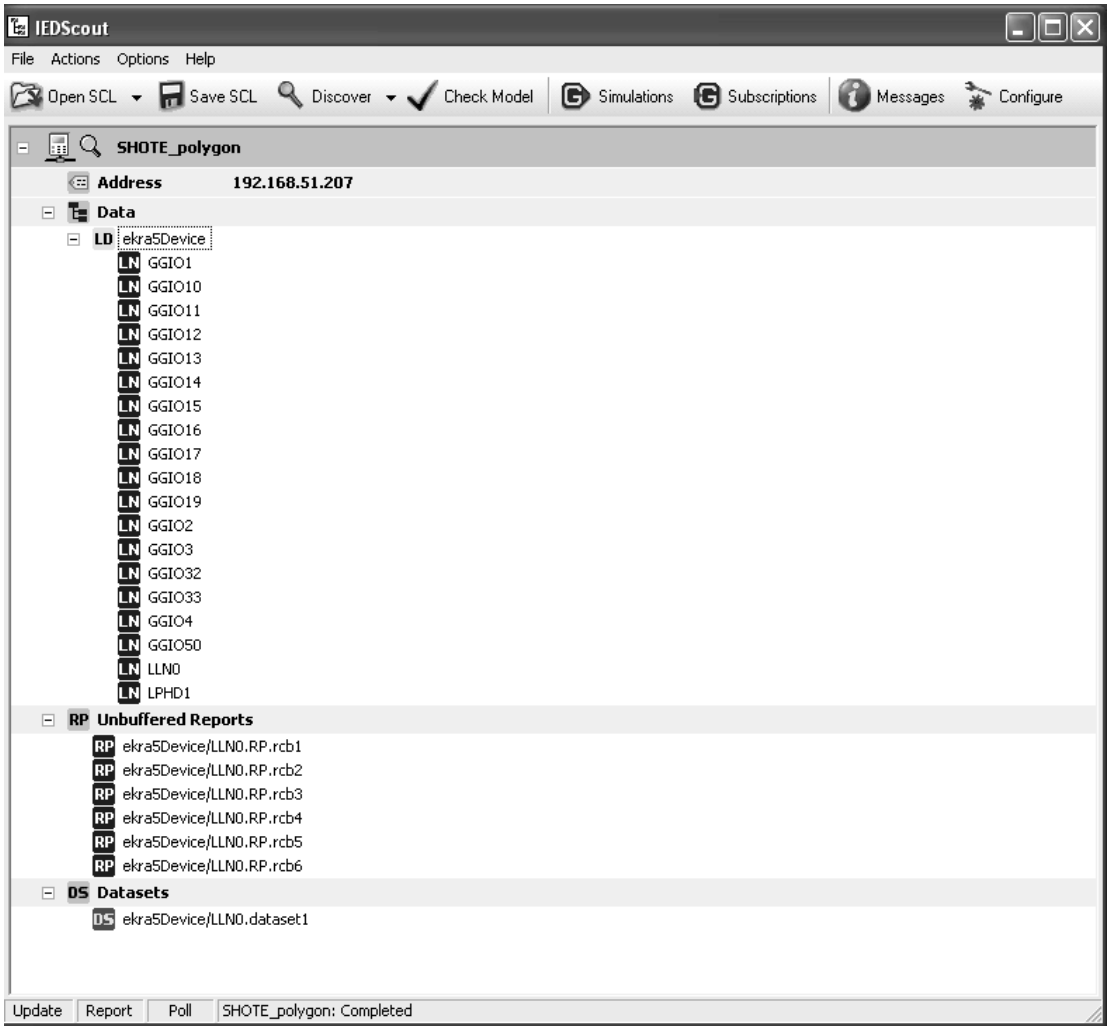


Рис. 7. Логические узлы системы мониторинга шкафа оперативного тока НПП «ЭКРА»

На данный момент времени проводятся тестовые испытания системы мониторинга с поддержкой протокола 61850 на полигоне НПП «ЭКРА».

Более ста систем мониторинга ООО НПП «ЭКРА» поставлены на подстанции и электростанции. Опыт их эксплуатации и анализ нормативной документации показывает, что необходимо совершенствовать алгоритмы автоматизации, прогнозирования работоспособности оборудования собственных нужд, а также развивать алгоритмы диагностики и самодиагностики.

ЛИТЕРАТУРА

[1]. Приложение к распоряжению ОАО «ФСК ЕЭС» от 31.05.2010 №293р. Рекомендации по применению основных структурных схем и требований АСУ ТП подстанции 110-750 кВ с учетом функциональной достаточности и надежности.

[2]. «Разработка первой редакции документа «Концепция программно-аппаратного комплекса «Цифровая подстанция ЕНЭС», Москва, 2010.

[3]. СО 153-34.20.122-2006 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

[4]. Шаварин Н.И, Иванов А.Б. «Мониторинг и регистрация аварийных событий в системах оперативного тока». Журнал «Энергоэксперт» выпуск №2, 2009.

[5]. Шаварин Н.И, Иванов А.Б. «Регистратор аварийных событий в СОПТ». Журнал «Релейная защита и автоматизация», выпуск №3(4), 2011.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ КОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ», ПОСТРОЕННОЙ НА ЦИФРОВЫХ КОММУТАТОРАХ РАЗЛИЧНЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

М.В. Вазюлин, С.Г.Попов (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»), А.А. Кузьмин, С.А.Перегудов (ЗАО «ИТЦ Континуум»), А.А. Сердцев (ООО «Пролайн»)

Практика последних лет развития автоматизированных систем управления энергообъектами подтвердила как актуальность и востребованность технологии «Цифровой подстанции» (ЦПС), так и наличие у неё своих «подводных камней». Одним из ключевых принципов технологии ЦПС является формирование информационного обмена между всеми компонентами автоматизированной системы и всех управляющих воздействий в цифровой форме на основе группы стандартов МЭК 61850 с использованием коммуникационных сетей Ethernet.

Важнейшую роль в рамках концепции «Цифровая подстанция»[1] начинает играть коммуникационная сеть подстанции, по которой передаются оцифрованные значения измеряемых электрических величин, управляющие сигналы и сигналы о состоянии первичного оборудования (коммутационных аппаратов, положение «отпаек» регулируемых под нагрузкой трансформаторов РПН) и устройств вторичной коммутации (терминалов РЗА и контроллеров присоединений, РАС регистраторов аварийных событий, и т.д.). С точки зрения организации связи на ЦПС устройства всех уровней, подключенные к коммуникационной сети, являются компонентами коммуникационного взаимодействия наряду с оборудованием сети – коммутаторами, устройствами резервирования каналов приема-передачи данных (так называемые устройства «Red Box»), ретрансляторами. Коммуникационное взаимодействие в сети ЦПС представляет собой процесс приема и передачи сообщений, определяемых протоколами обмена данными в рамках ЦПС в соответствии со стандартами МЭК 61850. Требования к формату сообщений и ограничения по времени их доставки регламентируются совокупностью стандартов:

1. форматы коммуникационных сообщений – разделами стандарта МЭК 61850-8-1/9-2LE;
2. полное время передачи коммуникационных сообщений – разделом МЭК 61850-5;
3. время передачи сообщений непосредственно через коммуникационную сеть и коммуникационные подсистемы источника и приемника – разделом МЭК 61850-10[2].

Коммуникационные компоненты должны обеспечивать обмен данными между устройствами на ЦПС в заданном формате, своевременно (с задержкой, не превышающей заданную) и без потерь данных в процессе передачи.

На Рис. 1. показано, из чего складывается временная задержка.

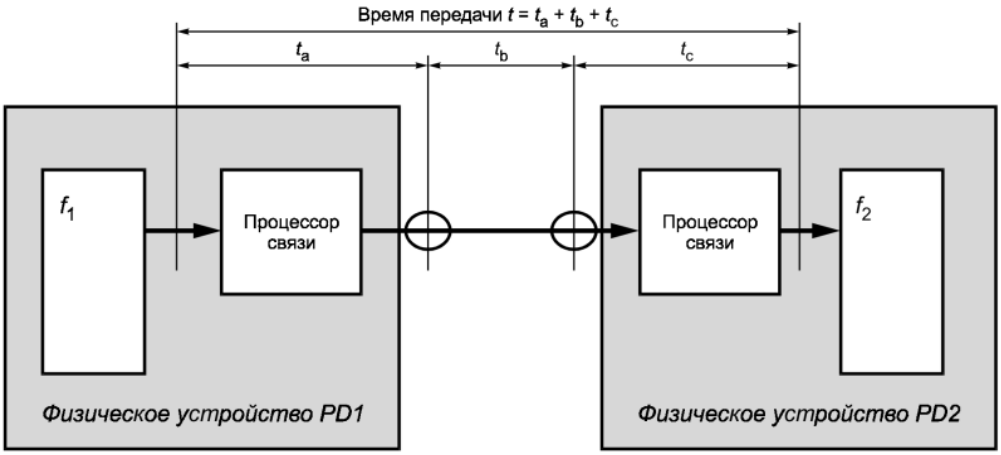


Рис. 1. Задержка передачи данных между двумя физическими устройствами.

Общая временная задержка состоит из вкладов временных задержек каждого звена в коммуникационной цепочке. В рамках ЦПС в качестве таких звеньев выступают устройства: источник информации (например, цифровой трансформатор тока и напряжения), вносящий задержку передатчика ta, коммуникационная подсистема (например, коммутаторы, медиаконвертеры и т.д.), добавляющая свою задержку tb, и приемник информации (например, устройство РЗА), добавляющий задержку приема tc.

Наиболее жесткие требования к уровню временных задержек предъявляются к сообщениям типов 1А Класс Р1 (GOOSE) и 4 Класс Р2/3 (SV), соответственно 10мс и 3 мс. Данные типы коммуникационного взаимодействия характерны для технологической шины ЦПС и преобладают в рамках этой шины над иными типами коммуникационного взаимодействия, что предопределяет повышенный уровень требований к данной части коммуникационной подсистемы ЦПС.

Практически любая современная автоматизированная система имеет в своем составе компоненты от многих поставщиков или, используя современный жаргон – является мультивендорной. В силу этого требуется определение характеристик и испытание каждого компонента отдельно. Кроме того, следует отметить, что в схеме на Рис. 1 наиболее непредсказуемой является именно коммуникационная подсистема. Для надежного и устойчивого функционирования ЦПС необходима тщательная настройка и тестирование коммуникационной инфраструктуры, поскольку она является неотъемлемым элементом ЦПС и во многом определяет характеристики надежности всей системы.

На Рис. 2. показана структура простейший коммуникационного взаимодействия по типу «датчик-реле-исполнитель». Отсюда становится ясной критическая важность именно коммуникационных задержек. Если временные характеристики коммуникационного взаимодействия отдельных элементов (датчика, реле и исполнителя) могут и должны быть строго детерминированными, то соответствующие характеристики коммуникационной сети не обладают подобным детерминизмом в силу ряда причин, в частности, в силу случайного характера загрузки коммутационного оборудования.

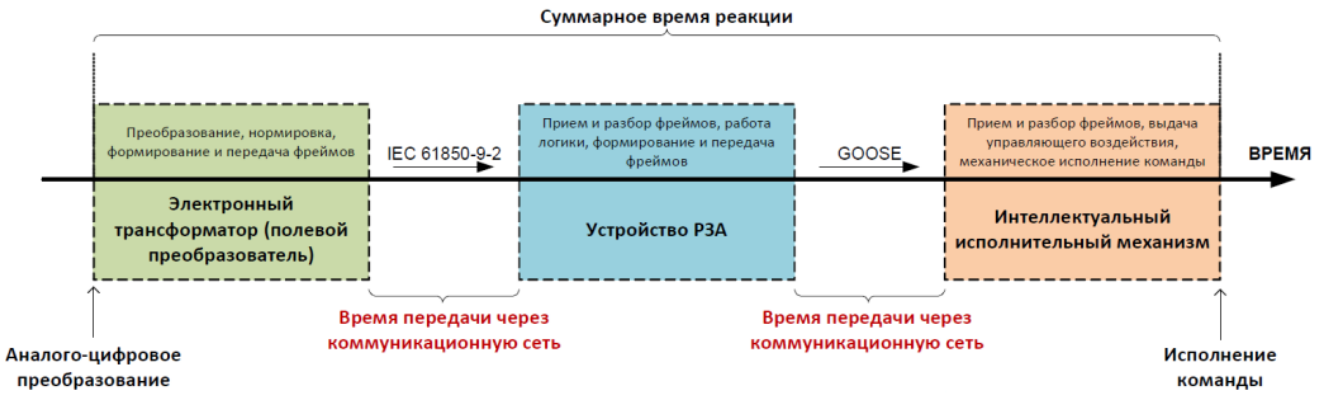


Рис. 2. Коммуникационное взаимодействие «датчик –реле - исполнительный механизм» на ЦПС

Жесткие требования к времени доставки информационных сообщений типа GOOSE и SV (GOOSE-сообщения служат для передачи логических сигналов (отключения, включения выключателя и т.п.; SV сообщения представляют собой поток оцифрованных мгновенных значений измеряемых токов и напряжений), а так же высокий уровень коммуникационной нагрузки, характерный для ЦПС, значительно ограничивают круг технических решений и коммуникационного оборудования, применимых при построении коммуникационной сети ЦПС. Таким образом, можно сформулировать критически важную для всего направления ЦПС задачу – ***задачу формирования специализированного инструментария, способного обеспечить полноценное тестирование технических решений по организации коммуникационного взаимодействия.***

На сегодняшний день, при несомненных преимуществах использования цифровых технологий при автоматизации объектов электроэнергетики, интенсивность развития данного направления распределена по различным его сферам весьма неравномерно. При активном развитии нормативной базы (имеется ввиду актуализация и расширение стандарта IEC 61850) и росте предложений в части оборудования вторичной коммутации для штатной эксплуатации в составе ЦПС, в области испытательного оборудования и инструментария для инженера пусконаладочной организации наблюдается явный дефицит.

В 2010 году под руководством ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» в Москве на базе ПС-301 был создан первый в России действующий полигон ЦПС. В процессе проведения пусконаладочных работ на данном объекте дефицит специализированного инструментария для испытаний коммуникационного взаимодействия компонентов программно-аппаратного комплекса ЦПС проявился особенно остро. Тестовое и измерительное оборудование, применяемое в сфере телекоммуникаций, оказалось практически неприменимо из-за отсутствия учета специфики взаимодействия компонентов ЦПС, требующего соблюдения жестких ограничений на время передачи данных, исключающего повторную передачу потерянных пакетов (для SV сообщений). В условиях отсутствия соответствующего инструментария локализация отдельных неисправностей, приводящих к некорректной работе всего программно-аппаратного комплекса (ПАК), была крайне трудоемка.

По заказу ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» компанией ЗАО «ИТЦ Континуум» была разработана специализированная инструментальная тестовая система для проведения многоуровневого тестирования коммуникационного взаимодействия компонентов ПАК ЦПС. В состав данного набора инструментов вошли два тестово-моделирующих комплекса (ТМК), призванных обеспечить тестирование на всех уровнях модели стека OSI/ISO (англ. open systems interconnection basic reference model) – базовая эталонная модель взаимодействия открытых систем) от физического до прикладного:

-комплекс анализа коммуникационного взаимодействия компонентов ПАК ЦПС;
-комплекс проверки динамических характеристик коммуникационного взаимодействия компонентов ПАК ЦПС.

Рис. 3. ТМК для тестирования на всех уровнях OSI.

При помощи данных комплексов возможно определение следующих характеристик коммуникационного взаимодействия:

1. время доставки информационных сообщений в различных условиях работы коммуникационного оборудования;
2. надежность доставки информационных сообщений в различных условиях работы коммуникационного оборудования;
3. формат информационных сообщений и его соответствие требованиям стандартов МЭК 61850-8-1/9-2LE;
4. регламент передачи информационных сообщений;
5. задержка публикации информационных сообщений (латентность);
6. статистический анализ потоков сообщений.

Комплекс анализа коммуникационного взаимодействия компонентов ПАК ЦПС предназначен для выполнения работ по тестированию и наладке коммуникационного взаимодействия компонентов программно-аппаратного комплекса «Цифровая подстанция», включая:

1. коммуникационную сеть Ethernet ЦПС, отдельные физические и/или логические сегменты в составе вышеуказанной сети;
2. компоненты коммуникационного оборудования Ethernet в составе коммуникационной сети ЦПС;
3. оконечные IED-устройства, подключаемые к коммуникационной сети ЦПС.

Комплекс проверки динамических характеристик предназначен для определения времени передачи информационных сообщений в коммуникационной сети цифровой подстанции в различных условиях её работы. Кроме того в задачи комплекса входит моделирование условий работы коммуникационной сети ЦПС, проверка характеристик сети в идеальных, штатных и наихудших (предельных) для коммуникационного оборудования условиях. Комплекс состоит из нескольких специализированных компонентов:

1. Источник тестового трафика (ИТС);
2. Приемник тестового трафика (ПТС);
3. Генератор нагрузочного трафика (ГНТ);
4. Автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

Компоненты ИТС и ПТС являются аппаратно и программно идентичными. Роль, в которой они выступают в каждом конкретном испытании, определяется их текущей конфигурацией и может динамически изменяться по ходу испытания. Создание и редактирование программ испытаний, анализ результатов испытаний и управление их процессом осуществляется через центральный компонент комплекса – АРМ оператора. Данный компонент является исключительно программным и может выполняться на любом ПК, обладающем соответствующими характеристиками.

Комплексы анализа и проверки динамических характеристик коммуникационного взаимодействия компонентов ПАК ЦПС построены на единой технологической платформе, ориентированной на работу в условиях высокого уровня коммуникационной нагрузки, характерных для цифровой подстанции. Типовая погрешность вычисления временных характеристик коммуникационного взаимодействия не превышает десятков наносекунд, что позволяет с высокой точностью определять динамические характеристики коммуникационного взаимодействия, такие как задержка публикации и время доставки коммуникационных сообщений.

На сегодняшний день разработка комплексов полностью закончена. Эти инструменты вошли в состав испытательного комплекса на базе полигона «Цифровая подстанция» ПС-301 и уже используются по назначению. Несмотря на пока небольшое время использования, данные комплексы уже позволили получить крайне интересные результаты.

Первые же испытания коммуникационного оборудования различных поставщиков выявили полную неприменимость для использования в технологической шине ЦПС массовых коммуникационных решений общего назначения (оборудование, предназначенное для организации небольших «офисных» и «домашних» локальных коммуникационных сетей). Для подобных систем потери пакетов под кратковременной высокой нагрузкой не являются серьезной проблемой, так как

при взаимодействии используются, как правило, протоколы с гарантией доставки сообщений на базе TCP/IP. В случае применения коммуникационной аппаратуры данного класса при организации коммуникационной подсистемы ЦПС низкая надежность доставки коммуникационных сообщений и высокий недетерминированный уровень задержки сообщений, очевидно, будут прямо влиять на надежность всех систем ЦПС и на соответствующее время увеличивать время их реакции. Специализированные для применения в составе ЦПС (или декларируемые производителями как таковые) решения показали себя значительно лучше, но и среди них были выявлены как относительные лидеры, так и «аутсайдеры», очевидно, построенные на базе моделей общего назначения.

Интересные результаты дали испытания задержки публикации коммуникационных сообщений (задержка публикации коммуникационного сообщения – время от момента возникновения события до момента появления сообщения о нем в коммуникационной сети. Например, время от момента оцифровки значения измеряемой электрической величины до момента появления SV сообщения, содержащего это значение, в коммуникационной сети) цифровых потоков от SV-источников различных производителей (измерительные преобразователи, измерительные трансформаторы с цифровыми выходами, тестово-моделирующее оборудование и др.). Данный параметр строго нормируется в соответствующей нормативной базе, кроме того, по его величине и стабильности можно косвенно судить о характеристиках фильтров и иных особенностях реализации испытуемых устройств. По величине задержки все испытанное оборудование соответствовало требованиям стандартов, а вот в части равномерности генерации у некоторых из испытуемых устройств были обнаружены определенные проблемы. Хотя данный параметр явно нигде и не нормирован, практика показала, что в отдельных случаях именно он может стать основанием для признания цифрового потока «невалидным» некоторыми терминалами РЗА.

На сегодняшний день испытания продолжаются, но уже по первичным предварительным результатам очевидная потребность в испытательном оборудовании данного типа не вызывает сомнений. Разработанные комплексы гармонично дополнили набор испытательного оборудования на полигоне «Цифровая подстанция», значительно расширив его возможности и позволив охватить все сферы работы ЦПС.

ЛИТЕРАТУРА.

1. *Моржин Ю.И., Попов С.Г.* Цифровая подстанция. Концепция, технология внедрения. Создание опытного полигона «Цифровая подстанция ЕНЭС»//Энергия единой сети. № 5. 12.2012 – 01.2013. С. 4.

2. IEC 61850-5 (ed2.0 2013-01) Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models (ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 5. Требования к связи для функций и моделей устройств); IEC 61850-8-1 (ed2.0 2011-06) Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3; IEC 61850-9-2LE Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument

Transformers using IEC 61850-9-2 (UCA International Users Group); IEC 61850-10 (ed2.0 2012-12) Communication networks and systems for power utility automation - Part 10: Conformance testing.

ОПТИМИЗАЦИЯ АРХИТЕКТУРЫ ШИНЫ ПРОЦЕССА СИСТЕМ ЗАЩИТЫ И УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Клаус Питер Бранд, Питер Крёйцер, Томас Вернер (K.P.Brand, P.Kreutzer, T.Werner)
ABB Power Systems Network Management Switzerland

Аннотация

Системы автоматизации подстанции охватывают станционный уровень, уровень присоединений и уровень процесса. На уровне процесса применяются MU (англ. MU – merging unit, объединяющее устройство, устройство сопряжения с шиной процесса) для измерения токов и напряжений, а также MU для дискретных сигналов, обеспечивающие взаимодействие с коммутационной аппаратурой. Все эти устройства подключаются к шине процесса IEC 61850, которая имеет огромный потенциал, так как позволяет заменить множество параллельных медных связей в распределительном устройстве на сравнительно небольшое число волоконно-оптических линий.

Вопрос оптимальной архитектуры шины процесса остается открытым. Данная работа рассматривает архитектуру шины процесса с точки зрения обеспечения максимальной гибкости и надежности. Для достижения гибкости предлагается модульная концепция подключения устройств уровня процесса к первичному оборудованию. Этот подход учитывает не только саму структуру системы, но также и сопутствующие требования, такие как удобство обслуживания и возможность расширения в будущем.

Применение описанных решений позволяет оптимизировать архитектуру шины процесса систем автоматизации подстанций.

1 Введение

1.1 Шина процесса

Систему автоматизации подстанции можно разделить на три логических уровня:

- Станционный уровень, где собирается информация по всей подстанции и передается далее на локальные и удаленные АРМы.
- Уровень присоединения, где мы наблюдаем тесную взаимосвязь нескольких устройств защиты, управления и измерения
- Уровень процесса, предоставляющий интерфейс к первичному оборудованию

Традиционно, уровень процесса содержит множество медных связей, соединенных с входами и выходами ИЭУ уровня присоединения, см. Рисунок 1.

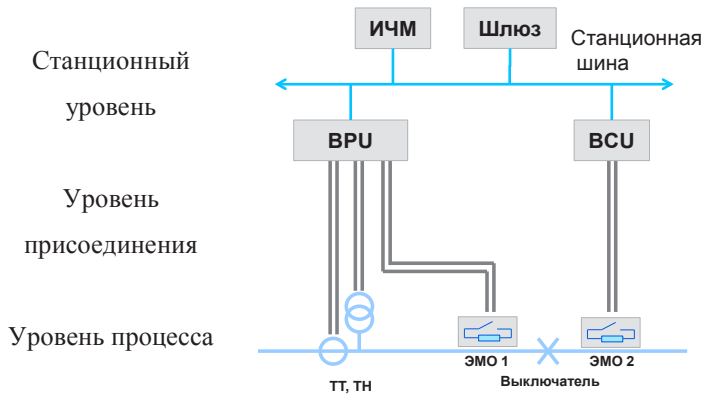


Рисунок 1: Традиционная архитектура автоматизации подстанций

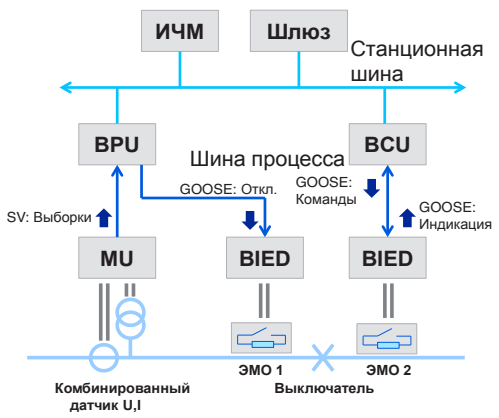


Рисунок 2: Архитектура шины процесса с применением ИУЭ на уровне процесса

Если платы ввода/вывода исключаются из состава ИЭУ уровня присоединения и реализуются в специальных ИЭУ уровня процесса (полевых ИУЭ), то оба типа ИЭУ должны обмениваться информацией, см. Рисунок 2. По шине процесса передаются телеграммы с выборками токов и напряжений (аналоговые входы), положениями коммутационных аппаратов (дискретные входы) и командами (дискретные выходы) в соответствии с IEC 61850-9-2 и -8-1.

2 Полевые ИЭУ

Согласно концепции шины процесса полевые ИЭУ должны получать все виды сигналов от первичного оборудования (датчиков) и передавать все виды команд (на исполнительные механизмы).

2.1 MU для аналоговых сигналов

Объединяющие устройства MU обеспечивают подключение ко вторичным системам любого оборудования, предоставляющего значения токов и напряжений (нетрадиционные датчики тока и напряжения NCIT и традиционные измерительные трансформаторы). Как и ранее, для всех вторичных подсистем требуются строго детерминированные характеристики выходных сигналов датчиков и трансформаторов. Требования определены в новой версии стандарта для измерительных трансформаторов [5], разработанной TC38.

На выходе MU – поток выборок в соответствии с IEC 61850-9-2 [2]. MU моделирует определенное количество экземпляров логических узлов типа TVTR (напряжение) и TCTR (ток). Так как выборки от различных MU могут использоваться для решения одной задачи, то они должны быть точно синхронизированы по времени.

2.2 ИЭУ для дискретных сигналов (для коммутационных аппаратов)

Полевые ИЭУ для выключателя (BIED – Breaker IED) или разъединителя/заземляющего ножа (SIED – Switch IED) преобразуют сигналы входов и выходов КА в телеграммы IEC 61850 (GOOSE-сообщения). В соответствии с IEC 61850 такие ИЭУ должны содержать соответствующее количество экземпляров логических узлов типа XCBR (выключатель) и XSWI (разъединитель, ЗН).

3 Связь

3.1 Сервисы IEC 61850, используемые для шины процесса

Выборки токов и напряжений передаются в виде потока данных при помощи сервиса SV (sampled values). Дискретная информация – положения КА, блокировки, команды и сигналы отключения – передается при помощи сервиса GOOSE. Другие задачи, такие как передача событий для архивации и отображение информации на АРМах, решаются с помощью сервиса отчетов «клиент-сервер».

3.2 Протоколы резервирования и восстановления связи

Стандарт IEC 61850 Ed2 [1] предполагает применение трех различных протоколов для обеспечения резервирования и восстановления сети связи:

- Протокол RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol), который автоматически реконфигурирует логические древовидные структуры в физических кольцах сети связи. Время реконфигурации составляет порядка 100 миллисекунд.
- Протокол PRP (Parallel Redundancy Protocol), при использовании которого два идентичных сообщения посылаются в две независимые подсети (по одному в каждую). PRP имеет нулевое время восстановления в случае единичного отказа в одной из подсетей.
- Протокол HSR (High-availability Seamless Redundancy Protocol), при котором два идентичных сообщения отправляются в обоих направлениях физического кольца (по одному в каждом направлении). HSR также обеспечивает нулевое время восстановления.

При реализации резервирования шины процесса применимы только протоколы с нулевым временем восстановления для гарантированной доставки сообщений сервисов SV и GOOSE.

3.3 Синхронизация времени

На текущий момент для синхронизации времени с требуемой для потока аналоговых значений точностью используется импульс 1PPS [6], передаваемый по выделенному оптическому волокну. В будущем предполагается применение протокола IEEE 1588 [8] для синхронизации по единой сети связи.

4 Преимущества шины процесса

Применением описанных выше технологий в архитектуре шины процесса могут быть достигнуты следующие преимущества:

- Использование волоконно-оптических каналов гарантирует гальваническую развязку и защиту от электромагнитных помех (ЭМС). Этим обеспечивается серьезное преимущество для ежедневной эксплуатации и при проведении ремонтных работ на объекте (безопасность персонала).
- Оцифровка информации, выполняемая один раз на уровне процесса, и неограниченное предоставление этой информации множеству приложений по сети связи. Это также позволяет в дальнейшем легко реализовать расширения и новые функции.
- Диагностика всех каналов связи.
- Стандартизированные интерфейсы IEC 61850 для любых типов измерительных трансформаторов, включая совместное использование традиционных и нетрадиционных (NCIT) датчиков, исключают необходимость применения специальных дополнительных устройств, обусловленных типом конкретных датчиков.
- Значительное сокращение длины оставшихся многожильных медных кабелей может быть достигнуто расположением полевых ИЭУ как можно ближе к первичному оборудованию подстанции (сокращение до нескольких метров).

5 Оптимизация архитектуры шины процесса

Разрабатываемая архитектура шины процесса для целей управления и релейной защиты должна отвечать эксплуатационным требованиям к традиционной архитектуре, т.е. иметь максимальные показатели готовности и надежности, а также предоставлять удобство обслуживания и возможность расширения.

5.1 Удобство обслуживания

Эффективное обслуживание систем с шиной процесса – важный фактор в оценке соответствия решений требованиям завтрашнего дня. Оно влияет на показатели готовности системы, эксплуатационные расходы, а также на безопасность работы персонала и вероятность выполнения ошибочных операций. Факторы, влияющие на возможность эффективного обслуживания:

- Понимание потоков данных и управление ими;
- Доступ к данным во время наладки;
- Изоляция устройств во время проведения испытаний;
- Замена устройств и сокращение времени простоя оборудования.

5.2 Возможность расширения

Для инвестиций в системы с шиной процесса требуется обоснование, такие системы должны иметь возможность расширения в будущем. Стандартные требования могут включать:

- Расширение РУ, к примеру, добавление новых присоединений;
- Реализация новых технологий на существующих РУ, например, замена традиционных трансформаторов (ТТ/ТН) на нетрадиционные (NCIT);
- Расширение и обновление функционала систем автоматизации подстанций, например, добавление новой функции в ИЭУ уровня присоединения.

5.3 Основные положения архитектуры шины процесса

Как упоминалось выше, для построения шины процесса с применением полевых ИЭУ целесообразно придерживаться определенных правил.

Чтобы гарантировать независимость основных комплектов РЗА, шина процесса должна быть резервируемой. Этим обеспечивается резервирование системы в целом, и исключается зависимость между элементами системы (см. например [4]).

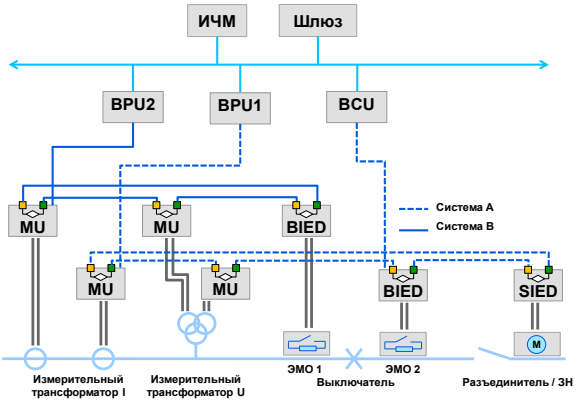


Рисунок 3: Архитектура шины процесса с полевыми ИЭУ и подключением к уровню присоединений типа «точка-точка»

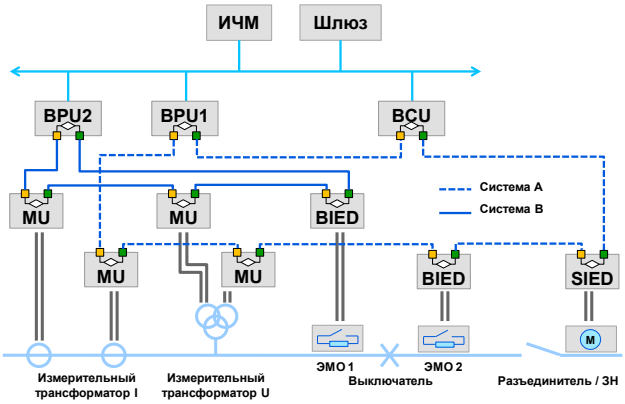


Рисунок 4: Архитектура шины процесса с полевыми ИЭУ и кольцом HSR между уровнями процесса и присоединений

Увеличение надежности и снижение зависимости между компонентами достигается за счет снижения количества элементов в каждой подсистеме. Применение HSR позволяет избежать применения коммутаторов на уровне процесса.

На Рисунке 3 показана архитектура шины процесса, которая позволяет осуществить подключение к существующим ИЭУ уровня присоединения, не имеющим поддержку HSR. Реализация подключения типа "точка-точка" между полевыми устройствами и ИЭУ уровня присоединения и, одновременно, создание кольца HSR между полевыми ИЭУ позволяет достичь наилучших показателей готовности системы. Устройства MU, не поддерживающие HSR, могут быть интегрированы с помощью специального устройства Redbox (redundancy box) или подключением типа "точка-точка".

Рисунок 4 отображает архитектуру построения сети IEC 61850 в соответствии с рекомендациями [7], которая также рассмотрена в [4]. Полевые и ИЭУ уровня присоединений объединены в кольцо HSR.

5.4 Модульная концепция полевых ИЭУ и надежность архитектуры шины процесса

Существенное количество сигналов ввода/вывода от первичного оборудования предполагает использование полевого ИЭУ с большим числом плат, либо применение альтернативного решения с выделенными ИЭУ с небольшим числом входов и выходов в каждом. Полевые ИЭУ могут также быть интегрированы в конструктив РУ ("умный выключатель"). Все это влияет на физическую архитектуру шины процесса.

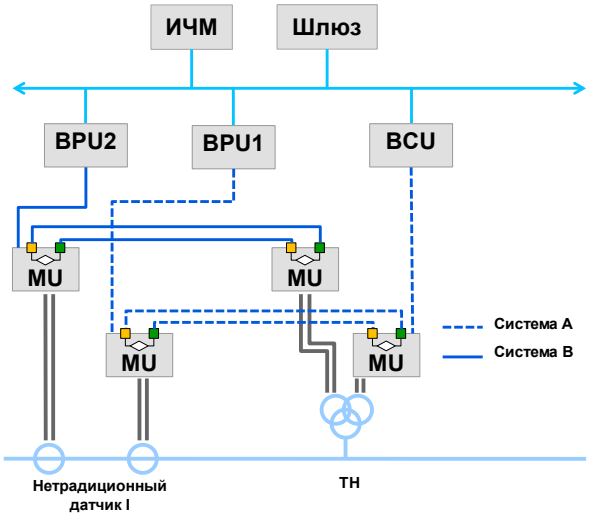


Рисунок 5: Смешанный режим (NCIT+TT/TH) шины процесса с подключением типа «точка-точка» между уровнями процесса и присоединений

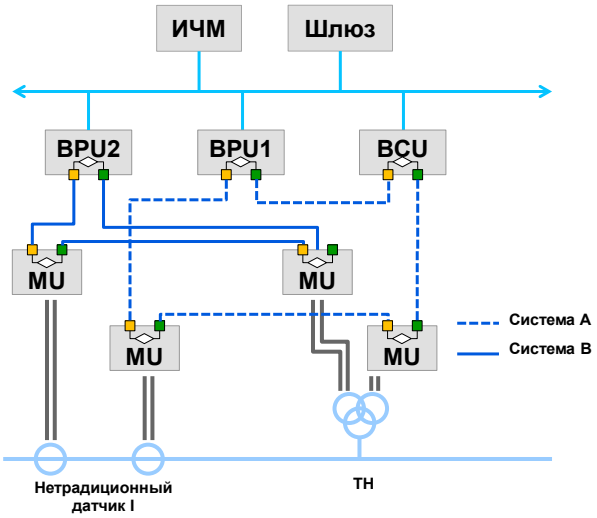


Рисунок 6: Смешанный режим (NCIT+TT/TH) шины процесса с подключением в кольцо HSR между уровнями процесса и присоединений

5.5 Гибкая архитектура шины процесса с выделенными полевыми ИЭУ

Для сбора информации могут требоваться различные типы полевых ИЭУ – для подключения традиционного ТТ и нетрадиционного датчика NCIT, получения положений коммутационных аппаратов и выдачи команд. Предпочтительное решение для такого случая – подключение всех полевых ИЭУ, относящихся, по крайней мере, к одному присоединению или «диаметру», в одно кольцо HSR, при этом исключается применение дополнительных электронных устройств (коммутаторов).

Волоконно-оптические датчики тока находятся в опытной и промышленной эксплуатации уже несколько последних лет и доступны в виде коммерческих продуктов. На Рисунке 6 показана смешанная конфигурация шины процесса: оптический датчик тока применяется совместно с традиционным ТН, потоки SV передаются по одной шине процесса.

6 Требования по оптимальной реализации полевых ИЭУ

Реализация в устройствах перечисленных ниже характеристик способствует оптимальному использованию полевых ИЭУ на протяжении всего жизненного цикла подстанции:

- Для удобства замены полевое ИЭУ должно обрабатывать все сигналы, относящиеся к элементу первичного оборудования.
- Для удобства расширения существующих систем должен использоваться стандарт связи, обеспечивающий функциональную совместимость, т.е. стандарт IEC 61850. Для такой системы возможно поэтапное внедрение, а также расширение в ходе дальнейшей реконструкции.
- Аппаратное исполнение полевого ИЭУ должно обеспечивать оптимальное физическое размещение в РУ, в том числе минимизацию использования медных кабелей.
- Для обеспечения взаимодействия полевых ИЭУ различных производителей, как уже упоминалось выше, необходимо строгое соответствие стандарту IEC 61850.

7 Заключение

Стандарт IEC 61850 предоставляет возможности для выбора оптимальной архитектуры шины процесса. На этапе реализации и для дальнейшей эксплуатации важно, чтобы ИЭУ полевого уровня имели модульную концепцию, ориентированную на присоединенное к ним первичное оборудование. В ИЭУ должна быть реализована стандартизированная модель данных IEC 61850, соответствующая решаемой первичным оборудованием задаче. В соответствии с IEC 61850 для обмена информацией между полевыми ИЭУ рекомендуется применять протокол резервирования HSR. Это обеспечивает долгосрочную функциональную совместимость и высокие показатели готовности системы. Представленный подход к реализации шины процесса останется неизменным и в будущем, когда функции полевых ИЭУ будет интегрированы в первичное оборудование РУ. Предложенные решения оптимизируют архитектуру шины процесса систем автоматизации подстанций.

Литература

[1] IEC 61850 Ed2, Communication networks and systems for power utility automation, 2009-2012. www.iec.ch
[2] IEC 61850-9-2 Ed2, Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3, 2011
[3] IEC 61850-8-1 Ed2, Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3, 2011
[4] K.P. Brand, C.Brunner, I. De Mesmaeker, How to complete a substation automation system with an IEC 61850 process bus, Electra 255, April 2011, 12-24
[5] IEC 61869, Instrument transformers
[6] Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2, UCA International Users Group, www.ucainternational.org
[7] IEC 61850-90-4 TR, Communication networks and systems for power utility automation
[8] IEEE 1588 IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems, 2008

МЭК 61850: АДАПТАЦИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Варганов П.Г., Паршиков Н.В. (ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод»)

За последние годы стандарт МЭК 61850 доказал свою состоятельность и актуальность. Все основные мировые и отечественные бренды активно работают в этом направлении и предлагают решения для энергетики, основанные на этом стандарте. Однако, в РФ, как факт, присутствует определенный недостаток информации в вопросах реализации не только законченных систем, полностью соответствующих требованиям МЭК 61850, но и отдельных компонентов, входящих в состав таких систем. Как следствие, существует разночтение ряда требований МЭК 61850. Аналогичная ситуация имеет место также и среди ведущих мировых производителей устройств РЗА. В результате встает вопрос в совместимости оборудования, акцентируемой именно стандартом МЭК 61850.

Сегодня есть масса материалов и рекомендаций по обеспечению совместимости оборудования, работающего в соответствии со стандартом, главенствующим сейчас в системах коммуникации для энергообъектов. Однако по большей части рассматриваются вопросы совместимости в общих, мировых масштабах.

Такая постановка вопроса приводит к навязыванию шаблонов, применимых в других странах, для нужд российской энергетики. При этом сформировавшиеся особенности, специфичные для России, заменяются сторонними решениями, причем различные производители часто предлагают именно свой, индивидуальный подход к решению таких вопросов.

Кроме того, следует учитывать ориентированность российского производителя на внутренний рынок, его желание максимально учесть требования энергетиков, а не навязать им свои, проприетарные решения. Но сегодня, по причине отсутствия централизованного подхода к внедрению МЭК 61850, отсутствию законодательно утвержденных нормативных документов и комитетов, мнение которых является не просто экспертным, но и четко определяющим — как по всем спорным, так и по законодательным — вопросам соблюдения требований и подтверждения соответствия стандарту, российский производитель часто вынужден отказываться от ряда собственных решений и копировать решения импортных производителей. Таким образом, на данный момент отсутствует однозначно стандартизированная и адаптированная российская нормативная база по МЭК 61850, полностью охватывающая стандарт и учитывающая особенности нашей энергетики.

При этом рынок российской энергетики является одним из крупнейших в мире, потому более приемлемым был бы учет его особенностей мировыми производителями, вместо того, чтобы подстраивать рынок под свои решения.

Основные вопросы, обеспечивающие внедрение МЭК 61850, можно разделить на следующие группы:

1. типовые решения;
2. формализация и четкое документирование процесса разработки и ввода в эксплуатацию;
3. обслуживание в порядке текущей эксплуатации, при периодических проверках, и в аварийных режимах;
4. требования к обслуживающему персоналу.

Рассмотрим эти вопросы более подробно.

1. Типовые решения

В настоящий момент для нужд Российской энергетики четко проработаны типовые решения по распределению электроэнергии для разного рода подстанций с четко определенными требованиями к РЗА. Учитывая, что часть сигналов РЗА должна передаваться в цифровом виде (GOOSE), заменяя «медные» дискретнае входы-выходы, для всех имеющихся на сегодня решений должны быть определены типовые решения в области реализации сетевой инфраструктуры объекта, учитывающие особенности и требования для каждого такого типового решения, в том числе к реализуемой РЗА. При этом должны быть определены основные функциональные и технические

требования к применяемому коммуникационному оборудованию, и к сетевой инфраструктуре объекта.

2. Формализация и четкое документирование процесса разработки и ввода в эксплуатацию объектов энергетики

При проектировании объектов энергетики сейчас применяется четко определенный процесс, обеспечивающий количественный и качественный контроль на всех этапах проектирования. При этом весьма четко определены как этапы проектирования, так состав и содержание проектной документации, разрабатываемой на каждом этапе. В части применения МЭК 61850 необходимо определить процесс проектирования, состав проектной документации, качественные и количественные критерии оценки проекта. Здесь следует также учитывать особенности МЭК 61850 в части требований к цифровым каналам связи, учитывающим обмен информацией о состоянии РЗА в режиме реального времени.

3. Обслуживание в порядке текущей эксплуатации, при периодических проверках, и в аварийных режимах объектов энергетики

Вопрос порядка действий персонала, обслуживающего оборудование цифровых подстанций весьма важен. Сложность в обслуживании оборудования, функционирующего в соответствии с МЭК 61850, заключаетс, с одной стороны в неочевидности при передаче в цифровом виде информации, необходимой для функционирования РЗА, и в возможности неправильных действий, приводящих к серьезным последствиям не только на уровне отдельного присоединения, но и на уровне всей подстанции.

С организационной точки зрения, для обслуживания в порядке текущей эксплуатации, при периодических проверках, и в аварийных режимах, необходимы четкие регламенты действия обслуживающего персонала в указанных ситуациях. Это определяет необходимость соответствующих служб для разработки и поддержания в актуальном состоянии этих регламентов.

4. Требования к обслуживающему персоналу

Обеспечить грамотное обслуживание оборудования, функционирующего в соответствии с МЭК 61850 сегодня может только небольшая группа специалистов, внедряющих этот стандарт на объектах энергетики. Однако, при повсеместном распространении решений на основе МЭК 61850, требуются, как минимум, базовые зания обслуживающего персонала сразу в нескольких областях: компьютерные технологии, сетевые технологии и РЗА. Конечно, можно рассматривать требования к персоналу по классической, сложившейся схеме: есть РЗА, есть связь, есть АСУ, телемеханика и т.п. Однако, разделение решения одной целостной задачи по обслуживаню РЗА цифровой подстанции на несколько служб, скорее всего, окажется неэффективным решением. При этом сам стандарт оговаривает что инженерному составу предприятия, применяющего технические решения на основе МЭК 61850 «следует ознакомиться» фактически со всеми частями этого стандарта.

Можно сделать вывод о необходимости более высокой квалифиции обслуживающего персонала электростанций и подстанций. И это требование относится к подавляющему большенству энергообъектов России.

Отметим, что в данный момент все оборудование, необходимое для энергетики может быть предоставлено отечественными производителями. Однако внедрение МЭК 61850 требует использования как принципиально нового, так и дополнительного аппаратного обеспечения цифровых подстанций. И если по РЗА отечественные производители идут в ногу с МЭК 61850, то по остальному оборудованию будет практически безальтернативная привязка энергетики России к импортному оборудованию (коммутаторы, цифровые датчики тока и напряжения и ряд других систем). Следовательно, в России целесообразно развивать и смежные области — как минимум, коммуникационные технологии.

Не стоит забывать о необходимости одновременного с МЭК 61850 внедрения и соблюдения

ряда других стандартов и технологий (в том числе кибербезопасность, информационные модели и т.д.). Следует учитывать, что МЭК 61850 в данный момент активно развивается, разрабатываются как новые части стандарта, так и выпускаются очередные изменения существующих частей, что приводит к еще большей неопределенности в практике применения стандарта в энергетике.

Для комплексного внедрения МЭК 61850 в России желательно решить следующие вопросы:

- наличие единого, целостного и законченного информационного пространства в части требований МЭК 61850 для объектов российской энергетики;
- наличие единого централизованного регулирующего органа, способного обеспечить информационное пространство, однозначное прочтение и своевременную актуализацию требований применяемых международных стандартов, обеспечить конструктивное взаимодействие как отечественных, так и зарубежных институтов и производителей с международным комитетом TC57;
- наличие проектных типовых решений;
- возможность формировать заказы на выпуск и адаптацию стандартов в сопутствующих областях: коммуникации, сетевая безопасность и т.п.;
- наличие ряда российских лабораторий, обеспечивающих сертификацию устройств в части адаптированного для применения на территории России стандарта МЭК 61850, причем официально аккредитованных для этой цели и действующих на основе четко нормированных и утвержденных российских технических регламентов и стандартов;
- наличие специализированных центров обучения и повышения квалификации обслуживающего персонала;
- наличие комплексных программ обучения специалистов энергетической области, содержащих не только теоретические и практические аспекты применения МЭК 61850, но и другие дисциплин, необходимые для применения этого стандарта.

КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ. УГРОЗЫ И ВОЗМОЖНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ.

Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. (ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск)

1. ВВЕДЕНИЕ

В последнее время, все больше внимания уделяется вопросам создания цифровых подстанций. Ключевым свойством цифровой подстанции является минимизация аналоговых и дискретных трактов в системах мониторинга и управления, что обеспечивается за счет максимально полной цифровизации систем оперативного и автоматического управления, в результате чего весь функционал устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики и автоматизированного диспетчерского управления сосредотачивается во взаимосвязанных компьютерных подсистемах энергообъекта. Имеется большое количество публикаций, посвященное общепринятому, на текущий момент, подходу к созданию цифровых подстанций, когда на основе стандарта МЭК-61850 создаются шины процессов и шины объектов (см. например [1]).

Авторы, полностью поддерживая тенденции к цифровизации систем оперативного и автоматического управления, с осторожностью относятся к предлагаемой многими структуре, видя в этом угрозу надежности электроэнергетических систем и даже угрозу энергетической безопасности России. В данной работе, в продолжение темы [2], предлагается рассмотреть возможные угрозы нарушения работы электроэнергетических объектов и сопоставить подходы, минимизирующие данные угрозы, сравнивая при этом традиционные (с традиционными системами РЗА, ПА и АСУ ТП) и цифровые подстанции.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1. Новые проблемы

В 2013 году, на фоне скандальных событий с Эдвардом Сноуденом, были озвучены многочисленные факты информационного слежения посредством цифровых технологий за государственными органами власти многих стран мира со стороны специальных служб США. По существу, данные факты можно квалифицировать, как непрерывные кибернетические атаки на государственные органы власти, причем данные атаки не были выявлены органами безопасности атакованных государств, а стали известны только благодаря шпионскому скандалу.

Когда мы говорим о кибернетической безопасности объектов электроэнергетики, то возникает вопрос, не подвержены ли (сейчас или в будущем) аналогичным атакам наши наиважнейшие инфраструктурные объекты? Возможно, не так страшно, если угроза состоит только лишь в несанкционированном мониторинге. Однако какие могут быть последствия в том случае, если существуют скрытые каналы несанкционированного управления?

Важно отметить, что ранее основной упор в разрезе кибербезопасности делался на вирусную стойкость и устойчивость к сетевым атакам различного вида [3]. Однако нынешний шпионский скандал выявил массовое использование специальными службами иностранных государств [4-6] особых технических средств несанкционированного слежения (а возможно и управления), незаметным образом внедренных в достаточно простые элементы, на которые мало кто обращает внимание, такие как пассивные цифровые кабели, разъемы и т.п.

2.2. Общая постановка проблемы

Первой ключевой особенностью, отличающей цифровую подстанцию от традиционной, является замена большинства физических аналоговых и дискретных связей (токовые цепи, цепи напряжения, оперативные цепи) цифровыми. При организации аналоговых связей для передачи одного сигнала ранее требовалась как минимум одна жила медного кабеля, а сечение жилы должно было обеспечить точность измерения, в том числе, во время коротких замыканий (для токовых цепей). При использовании цифрового кабеля по паре оптических волокон можно передавать тысячи

и даже десятки тысяч различных сигналов, что при правильной организации позволяет существенно упростить кабельное хозяйство интеллектуальной цифровой подстанции.

Второй ключевой особенностью цифровой подстанции является то, что любое микропроцессорное устройство располагает вычислительным ресурсом. На современной подстанции располагаются десятки или сотни различных микропроцессоров, зачастую выполняющих однотипные функции. Степень загрузки микропроцессоров на разных устройствах разная, но в любом случае имеется большое количество неиспользуемой вычислительной мощности, и это с учетом того, что большинство современных микропроцессорных устройств на подстанции оснащено либо маломощными, либо устаревшими микропроцессорами (в том числе, разработанными 10-30 лет назад). Учитывая то, что в традиционных подстанциях, функционал шкафа РЗА или ПА, среди прочего был ограничен количеством вмещаемого внутри него устройств вторичных коммутаций (клеммы, реле, ключей, испытательных блоков и т.п.), то при переходе к цифровой подстанции, имеется возможность одновременного выполнения на мощном современном микропроцессорном устройстве большего количества функций, чем было ранее, тем самым уменьшая общее количество интеллектуальных устройств.

И наконец, третьей ключевой особенностью цифровой подстанции является появление цифровых и оптических трансформаторов тока и напряжения. Данные устройства могут быть реализованы с использованием различных принципов, иметь различное конструктивное исполнение. Однако их общими свойствами являются повышенная точность не только в номинальном, но и в аварийных режимах, а также возможность преобразования аналоговых параметров в цифровую форму непосредственно к комплексе технических средств, относящихся к цифровому трансформатору тока или напряжения.

В функциональном плане цифровая подстанция является принципиально новым объектом с позиции систем управления. В ней обеспечивается глубокий мониторинг первичного оборудования и всех вторичных систем. Существенно упрощается процесс внедрения новых функций контроля и управления, так как для этого требуется только лишь установка программного обеспечения, и обеспечение достаточного вычислительного ресурса (сервера, контроллера). При этом не потребуется организация аналоговых и дискретных цепей. С позиции концепции Smart Grid, цифровая подстанция – это эффективный электросетевой элемент, обладающий свойствами наблюдаемости, адаптивности и интеллекта. Тем не менее, создание цифровых подстанций в российских энергосистемах вызывает большое количество вопросов. Наиболее острые и не до конца решенные – это вопросы кибербезопасности.

Рассматривая с позиции надежности и безопасности элементы цифровых подстанций, следует отметить, что здесь любая подсистема содержит типовые интеллектуальные микропроцессорные программируемые компоненты. С одной стороны, это обеспечивает гибкость, функциональность, совместимость и взаимозаменяемость при относительно низкой цене. С этой точки зрения построение цифровой подстанции, безусловно, является эффективным мероприятием. С другой стороны, специалист-электроэнергетик не в состоянии глубоко вникнуть в аспекты реального функционирования таких компонентов, более того, даже специалист-кибернетик не в состоянии досконально изучить функциональные схемы всех микропроцессоров и программного обеспечения. Поэтому следует обратить внимание на то, что неизбежным следствием развития цифровых и микропроцессорных технологий на объектах электроэнергетики является существенное усложнение внутренних алгоритмов работы элементов цифровых подстанций.

Например, некий вредоносный код, приводящий к переполнению в типовом микрокоде, реализующем стек протоколов TCP/IP, позволит одной атакой парализовать все цифровые подстанции страны, так как одновременно откажут все виды виртуальных защит и автоматик на всех объектах, оснащенных оборудованием одного производителя. В качестве примера можно привести вирус Stuxnet [7, 8], перехватывающий и модифицирующий информационный поток. Алгоритм программного обеспечения, реализующего стек протоколов TCP/IP [9], будет понятен единицам программистов, при этом подобные малопонятные элементы становятся типовыми для цифровой подстанции. Как результат, это может привести к тому, что персонал не будет понимать сути технологических процессов, а это прямой путь к ослаблению кибербезопасности.

Таким образом, можно отметить, что при построении цифровых подстанций на основе стандарта МЭК-61850 возникает системное противоречие: по сути, предлагается существенно упростить физическую (аппаратную) часть цифровой подстанции за счет принципиального усложнения алгоритмической и программной частей. Ослабление кибербезопасности является неизбежным следствием увеличения объема системного и коммуникационного программного обеспечения, которое раньше выполняло вспомогательные функции, а теперь станет ключевым элементом цифровой подстанции.

2.3. Сравнение цифровых и традиционных подстанций

Сопоставим проблемы с обеспечением надежности и способы их решения для традиционных и цифровых подстанций. Для традиционных подстанций существенных проблем с кибербезопасностью не возникает, поэтому для них будем рассматривать лишь общие вопросы надежности и живучести.

Важно отметить, что отдельные ключевые элементы цифровой подстанции, отличающие ее от традиционной (цифровые и оптические трансформаторы тока и напряжения, преимущественно оптоволоконные кабели в кабельном хозяйстве и применение лишь микропроцессорных устройств), не являются сами по себе причиной снижения уровня кибербезопасности. Ключевыми элементами, которые могут быть подвержены кибератаке с последующим нарушением функционирования цифровой подстанции являются:

- внешние цифровые каналы, по которым осуществляется технологическая и оперативная связь с другими энергообъектами и диспетчерскими пунктами;
- коммуникационные сети энергообъекта, включая коммутаторы и маршрутизаторы;
- шины процессов и шины объектов (в соответствии с МЭК-61850), которые в цифровой подстанции являются неотъемлемыми элементами любой функции РЗА, ПА, мониторинга и оперативного управления.

Таким образом, именно коммуникационные сети и каналы, являются «узким местом» цифровой подстанции. Для сравнения отметим, что в традиционных подстанциях, таким «узким местом» являлись системы оперативного постоянного тока (СОПТ). Отказ СОПТ приводил к полной утрате управляемости энергообъекта. Все остальные подсистемы автоматического, автоматизированного или оперативного управления выполнялись достаточно независимыми друг от друга, поэтому отказ одной подсистемы не влиял на функционирование другой.

Классический подход для повышения надежности и живучести технической системы требует поиска возможных угроз (возмущающих факторов), и исследования влияния этих угроз на технологические процессы, т.е. оценивание устойчивости к ним.

В качестве возможных угроз (возмущающих факторов) с позиции кибербезопасности для цифровых подстанций можно отметить следующие:

- Кибератаки извне, через внешние цифровые каналы связи энергообъекта.
- Невыявленные ошибки в программном обеспечении устройств цифровой подстанции.
- Злонамеренные программные дефекты (закладки), встроенные в программное обеспечение микропроцессорных устройств цифровой подстанции, с целью управляемого вывода из строя системы.
- Ошибки оперативного и эксплуатационного персонала энергообъекта.

Для сравнения, отметим основные угрозы (возмущающие факторы), в традиционных подстанциях (не связанных с кибербезопасностью):

- нарушение изоляции и, как следствие, замыкания и короткие замыкания в цепях;
- нарушение контактов, обрыв кабельных связей;
- повреждение оборудования;
- электромагнитная несовместимость;
- ошибки оперативного и эксплуатационного персонала энергообъекта.

В традиционных подстанциях основными средствами повышения надежности и живучести являются:

- дублирование – установка нескольких одинаковых устройств;

- функциональное резервирование – реализация одинаковых или схожих функций с использованием разных физических принципов;
- декомпозиция – разделение различных функций между разными устройствами, физическое разнесение кабелей и устройств, выделение отдельных кернов для разделения цепей разных устройств;
- упрощение – применение простых, понятных и однозначных алгоритмов управления.

При переходе от традиционных подстанций к цифровым на основе МЭК-61850 произойдет отказ от следующих принципов:

- отказ от функционального резервирования, т.к. коммуникационные сети (включая коммутаторы и маршрутизаторы) работают на одном и том же принципе;
- отказ от декомпозиции, т.к. коммуникационные сети (включая коммутаторы и маршрутизаторы), обеспечивающие шины процессов и шины объектов, выполняют функции доставки информации до любых устройств мониторинга и управления;
- отказ от упрощения, т.к. алгоритмы передачи и обработки цифровой информации по коммуникационным сетям достаточно сложны.

Для обеспечения надежности и живучести цифровых подстанций применяют только:

- дублирование устройств;
- дублирование сетей и каналов связи;
- функциональное резервирование и декомпозиция исключительно на уровне электроэнергетических функций, но не на уровне цифровых технологий.

Сложно утверждать, достаточно ли вышеперечисленных способов для обеспечения надежности и живучести цифровых подстанций. Более того, можно отметить, что коммуникационные сети и микропроцессорные устройства цифровых подстанций универсальны, и без существенной переделки могут решать любые информационные задачи. В том числе, не связанные с электроэнергетикой (например, выполнять заведомо зловредные функции в процессе кибератаки), чего нельзя было сказать об устройствах на традиционных подстанциях (особенно на электромеханической базе).

2.4. Предложения по обеспечению кибербезопасности цифровых подстанций

Обобщая сказанное выше, можно отметить, что при переходе от традиционных подстанций к цифровым происходят изменения (см. таблица 1), принципиально влияющие на снижение уровня кибербезопасности цифровых подстанций.

Таблица 1.

Традиционная подстанция	Цифровая подстанция
☐ В традиционной подстанции кабельные связи и устройства вторичной коммутации были пассивны. Они не могли выполнять произвольные преобразования сигналов. ☐ В процессе пуско-наладки и эксплуатации выполняются операции по проверки целостности цепей, проверка изоляции, тем самым контролируются возможное внесение искажений сигналов со стороны кабельных связей и устройств вторичной коммутации.	☐ В цифровой подстанции все пассивные кабельные связи и устройства вторичной коммутации были заменены на активные устройства и элементы с целью передачи сигналов в цифровом виде по коммуникационным сетям. ☐ В идеальном случае (все оборудование и программное обеспечение исправно) передача сигналов в цифровом виде осуществляется без искажения – это преимущество цифровой подстанции. ☐ В общем случае, значения и состав сигналов на принимаемом конце может не соответствовать значениям и составу сигналов на передающем конце. Это может произойти либо в результате наличия невыявленных ошибок в программном обеспечении коммуникационного оборудования, либо в результате встраивания злонамеренных программных дефектов, с целью управляемого вывода из строя системы. ☐ Функциональная сложность (количество выполняемых операций) в коммуникационном оборудовании на много порядков превышает

	функциональную сложность пассивных устройств вторичной коммутации.

Авторами предлагаются следующие мероприятия по повышению кибербезопасности цифровых подстанций и объектов электроэнергетики в целом:

- разделение информационных потоков различных подсистем на разные, физически не связанные, сегменты коммуникационных сетей передачи данных внутри подстанции, т.е. предлагается создание независимых друг от друга шин процессов и шин объектов для каждой функции автоматического или автоматизированного управления (отдельные виды РЗ, ПА, мониторинга и т.п.);
- отказ от монотехнологичности в коммуникационных сетях передачи данных внутри подстанции, т.е. чтобы Ethernet и TCP/IP не были единственными коммуникационными технологиями цифровой подстанции;
- применение симплексных каналов с односторонней передачей информации там, где это достаточно для выполнения прикладной функции. Например, реализация исключительно только симплексных каналов с односторонней передачей информации на цифровых трансформаторах тока и напряжения;
- создание выделенных сегментов коммуникационных сетей, использующих для настройки и переконфигурирования микропроцессорных и коммуникационных устройств, причем в процессе эксплуатации данные сегменты должны быть нормально отключенными (снято питание с коммуникационных устройств или разобраны разъемы);
- применение межсетевых экранов, разделяющих различные сегменты коммуникационных сетей, которые на физическом уровне не позволяют выполнять несанкционированные функции. Сегодня межсетевые экраны реализуются на уровне программного обеспечения, соответственно неправильная настройка программного обеспечения может привести к логическому объединению разных сетей;
- применение для выполнения ответственных функций управления узкоспециализированных протоколов обмена информации, позволяющих передавать только ту информацию, которая нужна для решения конкретной задачи, и не позволяющие передавать что-либо иное. Это должно быть сделано, в том числе, и с целью принципиального упрощения алгоритмов коммуникационных устройств.

Для реализации предлагаемых мероприятий необходима разработка и внедрение технологий, ранее не применявшихся для построения цифровых подстанций.

Необходимо разработать и внедрить на цифровых подстанциях высокоскоростные симплексные каналы, с применением циклических или спорадических протоколов передачи информации, взамен дуплексных с передачей информации по запросу принимающей стороны. Тогда хакерский взлом принимающего устройства не позволит распространить кибератаку на другие элементы энергообъекта, то есть отказ одного элемента не приведет к отказу других элементов по одной причине. Для выполнения этого предложения можно рассмотреть варианты либо установки на передающих устройствах (например, цифровой трансформатор тока или напряжения) множества симплексных портов для передачи информации, либо создание технологии передачи по симплексному каналу информации от одного передатчика до множества приемников.

Разработка технологий межсетевых экранов, использующих вместо программного способа разделения информационных потоков физические (в т.ч. аналоговые) способы разделения информации. По существу, межсетевой экран должен представлять собой два независимых полукомплекта, связанных между собой аналоговым или цифровым каналом. Тогда хакерский взлом одного полукомплекта со стороны одной коммуникационной подсети не позволит получить несанкционированный доступ к другой коммуникационной подсети.

В традиционных подстанциях, для вывода какого-либо устройства или какой-либо функции, выполнялись оперативные мероприятия по разбору цепей с использованием устройств вторичных коммутаций, таких как ключи, испытательные блоки, накладки и т.п. В цифровых подстанциях аналогичный вывод устройств или функций осуществляется чаще всего на уровне программного обеспечения, соответственно хакерская атака может несанкционированно ввести в работу оперативно выведенное устройство или функцию. Более того, при передаче дискретных или

аналоговых параметров в цифровом виде через интеллектуальные коммуникационные устройства (например, маршрутизаторы), возможна подмена сигналов на программном уровне, либо формирование ложных сигналов, что представляет собой существенную угрозу кибербезопасности, учитывая наличие только лишь программных средств для оперативного вывода функций или устройств. То есть, если будет идентифицирован хакерский взлом какого либо устройства (в особенности коммуникационного) или его нештатная работа, то сложно предложить надежный способ изолирования отказавшего устройства. Для решения подобных проблем предлагается создание специализированных коммутаторов, состоящих из двух полукомплектов, связанных между собой только аналоговыми связями, в цепях которых установлены традиционные ключи, позволяющие оперативно размыкать цепи. Один полукомплект подключается к одной коммуникационной подсети, и, например, получает GOOSE сообщения от устройств своей подсети, а другой полукомплект транслирует заданные GOOSE сообщения в другую коммуникационную подсеть. Тогда, если возникнет необходимость, можно будет в оперативном порядке гарантированно отключить передачу конкретного GOOSE сообщения из одной подсети в другую. Учитывая, что коммутация цепей будет происходить в рамках одного шкафа, то коммутируемые цепи могут быть выполнены на низком напряжении, что позволит сделать подобное устройство более компактным, чем традиционные панели управления.

На организационном уровне необходимо принципиально переработать подходы к сертификации оборудования и лицензировании специалистов. С позиции кибербезопасности, функционал микропроцессорного устройства цифровой подстанции определяется исключительно его программным обеспечением. Соответственно сертификат соответствия должен быть на конкретную аппаратную версию и конкретную программную прошивку устройства. Чтобы это реализовать на практике, необходимо упросить организационно-бюрократическую сторону сертификации, сосредоточившись на проверке функций. Учитывая общую сложность цифровых технологий и применяемых алгоритмов цифровой коммуникации, необходимо обратить внимание на персональное лицензирование конкретных специалистов. Сейчас допуск на определенные виды работ выдается организации в целом, а необходимо этот допуск давать конкретным специалистам, без привязки к организации, тогда существенно повышается персональная ответственность специалиста, и снижается возможность административного давления. Следует отметить, что подобный способ лицензирования специалистов успешно применяется в США.

Авторы считают, что необходимо расширять дискуссии по вопросам кибербезопасности цифровых подстанций в свете концепций ИЭС ААС и Smart Grid [10]. Формировать коллективные экспертные мнения, которые необходимо доводить как до разработчиков оборудования и программного обеспечения, так и до субъектов электроэнергетики, надзорных и контролирующих органов.

С одной стороны, имеется необходимость развития технологий, в том числе, цифровых, которые дают широчайшие возможности. С другой стороны, имеются угрозы надежности энергообъектов и даже энергобезопасности регионов и государств. Вместо поиска компромисса (как сочетание некоторого уровня новых технологий и некоторого уровня каберзащищенности), необходима гармонизация всех аспектов. Необходимо, чтобы новые цифровые технологии повышали, а не снижали кибербезопасность электроэнергетических объектов и систем. Авторы считают, что такое вполне осуществимо.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье сформулированы некоторые актуальные проблемы в области кибербезопасности электроэнергетических объектов и систем, что становится важным в связи с появлением принципиально новых объектов – цифровых подстанций. В свете возможности дальнейшей реализации концепций ИЭС ААС и Smart Grid, значение обозначенных проблем существенно возрастет.

В работе предложен ряд подходов, которые, по мнению авторов, позволят решить часть обозначенных проблем. Данная работа, расширяя проблемы и уточняя предложения, ранее

обозначенные в работе [2], все-таки является постановочной и рассматривается нами как повод к активизации дискуссии среди специалистов по данной тематике.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Горелик Т.Г., Кириенко О.В., Дони Н.А. Цифровая подстанция. Подходы к реализации // Сборник докладов XXI конференции "Релейная защита и автоматика энергосистем", Москва, 29-31 мая 2012, с. 10-17.

[2] Осак А.Б, Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Аспекты надежности и безопасности при проектировании цифровых подстанций // Сборник докладов международной конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, 3 – 7 июня 2013 г.

[3] Егоров А.Г., Шапеев А.А., Никандров М.В., Баев А.С. Полигон для испытаний ПТК АСУ ТП в режиме повышенной информационной нагрузки – «Шторм» // Сборник докладов международной конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, 3 – 7 июня 2013 г.

[4] Шпионские гаджеты от АНБ // http://habrahabr.ru/post/209746/

[5] ANT Product Data // http://freesnowden.is/2013/12/31/ant-product-data/

[6] NSA's ANT Division Catalog of Exploits for Nearly Every Major Software/Hardware/Firmware// https://leaksource.info/2013/12/30/nsas-ant-division-catalog-of-exploits-for-nearly-every-major-software-hardware-firmware/

[7] Фрейдман А.В. Stuxnet и промышленная безопасность // http://www.phocus-scada.com/rus/pub/Stuxnet&IndustrialSecurity.html

[8] Анализ кода Stuxnet, сокращенный перевод на русский язык отчета Symantec: Nicolas Falliere, Liam O Murchu, and Eric Chien (Symantec), W32.Stuxnet Dossier, Ver 1.4 (February 2011) // http://www.phocus-scada.com/rus/pub/Stuxnet-CodeAnalys-rus.pdf

[9] Стек TCP/IP // http://www.protocols.ru/files/Protocols/TCPIP.pdf

[10] Нудельман Г.С. О требованиях кибербезопасности систем РЗА при использовании МЭК 61850 // Сборник докладов XXI конференции "Релейная защита и автоматика энергосистем", Москва, 29-31 мая 2012, с. 10-17.

КИБЕРУГРОЗЫ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ СОВРЕМЕННОЙ ПОДСТАНЦИИ

Никандров М.В., Брагута М.В. (ЗАО «ЧЭАЗ», ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»)

АННОТАЦИЯ

Современный уровень развития аппаратных и программных средств, используемых на объектах электроэнергетики, характеризуемый высокой степенью внедрения микропроцессорных устройств и цифровых каналов связи, обуславливает актуализацию вопросов обеспечения информационной безопасности объектов электросетевой инфраструктуры, в частности систем релейной защиты и автоматики.

Ключевые слова: электроэнергетические сети и системы, релейная защита и автоматика, кибербезопасность.

В последнее время вопросам информационной безопасности объектов электросетевой инфраструктуры уделяется все большее внимание как в зарубежных стратах, так и в Российской Федерации. Данное направление прорабатывается с позиций формирования законодательной и нормативно-технической базы путем анализа отечественного и зарубежного опыта в секторе электроэнергетики и смежных отраслях промышленности [1]. Наряду с актуализацией описанных вопросов существует информационных разрыв, обусловленный разными взглядами на проблемную область представителями электросетевых компаний и специалистами по информационной безопасности, что является причиной сложности поиска, разработки и внедрения эффективных программных и аппаратных решений, направленных на достижение высокого уровня информационной безопасности промышленных предприятий.

В состав современных систем релейной защиты и автоматики (РЗиА) входит большое количество интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ), передача данных которых основана на технологии Ethernet и специализированных протоколах информационного обмена, в частности МЭК-61850. Особенность технологического процесса управления современной электрической энергосистемы является обязательная передачи большего объема информации в режиме «On-Line» на вышестоящие уровни управления – что лишает систему преимуществ изоляции. В большинстве случаев используется корпоративная сеть передачи данных, но встречаются места сопряжения с глобальной сетью «Интернет». Таким образом, использование стандартизированных технологий и протоколов передачи данных обуславливает доступность энергообъектов для проведения кибератак средствами преодоления информационной изоляции информационной сети системы управления.

Современная реализация протокола МЭК-61850 не характеризуется достаточным уровнем информационной безопасности в силу открытости передаваемых команд и сигналов. Наличие распространённых инструкций по подделке GOOSE-сообщений, SV-потока и MMS протокол (спуфинг-атаки) [2] в сети «Интернет» снижает требования к квалификации злоумышленников и преобразует действующие объекты электросетевой инфраструктуры в полигоны для апробации доступных алгоритмов по взлому систем защиты.

Перехват и подмена данных, «фингерпринтинг», «фаззинг» – перед всеми этими технологиями взлома информационной инфраструктуры современные системы управления объектов электросетевого хозяйства беззащитны. Для обеспечения информационной безопасности предлагается использовать семь основополагающих требований, кодифицированных в ISA 01.01.99 [1]:

- управление доступом (AC — Access Control), чтобы защитить от несанкционированного доступа к устройству или информации;
- управление использованием (UC — Use Control), чтобы защитить от несанкционированного оперирования или использования информации;
- целостность данных (DI — Data Integrity), чтобы защитить от несанкционированного изменения;
- конфиденциальность данных (DC — Data Confidentiality), чтобы защитить от подслушивания;
- ограничение потока данных (RDF — Restrict Data Flow), чтобы защитить от публикации информации на несанкционированным источниках;

- своевременный ответ на событие (TRE — Timely Response to Event), мониторинг и протоколирование связанных с безопасностью событий и принятие своевременных мер по ликвидации последствий в критических ситуациях по безопасности;
- доступность сетевого ресурса (NRA — Network Resource Availability), чтобы защитить от DDOS атак.

Эти требования не отличаются от предъявляемых к обычным информационным сетям, однако ввиду иллюзии изолированности объекта до настоящего времени к таким сетям не применялись.

Стандарт МЭК-61850 предполагает использование электронной цифровой подписи (ЭЦП), формируемой на основе RSA-алгоритма, как механизма подтверждения целостности данных и однозначного определения отправителя сообщения. В результате проведенных исследований [3] по влиянию механизмов реализации ЭЦП на процесс передачи данных, выявлено, что использование ЭЦП, характеризуемой достаточной длиной ключа, является причиной появления временных запаздываний, длительность которых сравнима с временем доставки GOOSE-сообщений, даже в случае применения аппаратных платформ, вычислительная мощность которых значительно превышает мощность современных промышленных ИЭУ. Одним из решений возникшей проблемы запаздывания данных при использовании механизмов ЭЦП является применение специализированных крипто-чипов, разработанных с целью реализации быстродействующих алгоритмов шифрования сообщений на уровне аппаратных средств.

Постоянный рост числа инцидентов кибератак на информационную инфраструктуру энергообъектов [4] подтверждает неготовность отечественной энергетики в данному виду угроз. Требуется активизация работ, направленных модернизацию аппаратных и программных платформ ИЭУ с целью внедрения эффективных механизмов ЭЦП, функционирующих в режиме реального времени. Авторами предлагается проработка и реализация следующих мероприятий по повышению информационной безопасности объектов электросетевого хозяйства:

I этап: уменьшение видимых зон возможных кибератак методами инжиниринга трафика, использования средств обеспечения информационной безопасности на уровне коммутационного оборудования Ethernet-сетей [5]. Данные мероприятия не требуют значительных финансовых затрат со стороны оператора электрической сети, а также характеризуются большим количеством механизмов, апробированных в компаниях-провайдерах сети «Интернет».

II этап: разработка и внедрение специализированных программных средств, направленных на повышение уровня информационной безопасности:

- промышленные антивирусы, принципы построение которых отличаются от обычных коммерческих антивирусных решений;
- специализированные устройства контроля Ethernet трафика, устройства обнаружения вторжения и блокировки сетевых атак;
- средства контроля целостности участка технологической сети, позволяющий обнаруживать появление в ней новых сетевых устройств;
- средства контроль целостности прошивок защищаемых терминалов и контроллеров.

Данные технологии внедрены и активно используются при защите информационных ресурсов крупных коммерческих и государственных компаний, финансовых платежных систем, а также характеризуются достаточной зрелостью для адаптации под задачи электроэнергетики и внедрения на ИЭУ, без «перекладывания» рассматриваемой проблематики на специалистов по релейной защите и автоматизации.

Особо следует отметить, что система защиты не должна быть опасной и деструктивной по отношения к самим устройствам РЗА и АСУ. Дополнительно, необходимо формирование механизмов тестирования и сертификации решений по информационной безопасности, направленных на выявление и устранение возможности опасного и деструктивного влияния на функционирование самих устройств РЗиА и АСУ ТП [6].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По мере роста сложности информационных технологий, применяемых на промышленных предприятиях, постоянно должны совершенствоваться мероприятия по поддержке высокого уровня информационной безопасности используемых цифровых устройств и каналов связи. Анализ рынка ИЭУ РЗА показывает отсутствие продукции, включающей решения по реализации механизмов аппаратного шифрования сообщений, а также отсутствие прогнозов появления в ближайшем будущем устройств с описанным функционалом. Предложенные мероприятия определяют основные направления плавного перехода к повсеместному внедрению аппаратных средств шифрования трафика на ИЭУ, реализация которых уже возможна в настоящее время.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

[1] Нудельман Г.С. О требованиях кибербезопасности систем РЗА // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. –2012. –№2(11), С68-71.

[2] J. Hoyos, M. Dehus, T. X Brown «Exploiting the GOOSE Protocol: A Practical Attack on Cyber-infrastructure» University of Colorado Boulder, Boulder, Colorado, USA.

[3] Гостев А. Киберугрозы АСУ ПТ: активные угрозы и тренды // Конференция «Безопасность АСУ ТП: определяем правила игры», Москва, -2013.

[4] F. Hohlbaum, M. Braendle, F. Alvarez «Cyber Security Practical consideration for implementing IEC 62351» ABB, Switzerland.

[5] Долежилек Д. Базовые принципы проектирования сетей Ethernet для телеуправления и автоматики // 4-ая Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, –2013.

[6] Егоров А.Г., Никандров М.В., Шапеев А.А. Полигон штормовых испытаний программно-технического комплекса АСУ ТП // 4-ая Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, –2013.

АВТОРЫ

НИКАНДРОВ МАКСИМ ВАЛЕРЬЕВИЧ – окончил Чувашский государственный университет, факультет «Радиотехника и электроника» в 2001г., кандидат технических наук (специальность 05.11.13, КГТУ им. А.Н. Туполева, г. Казань (КАИ)). В данный момент работает руководителем отдела систем управления ЗАО «ЧЭАЗ». Возглавляет работы на испытательном полигоне «Шторм», развернутом в г.Чебоксары. Область научных интересов: автоматизированные информационно-измерительные и управляющие системы, информационная безопасность энергообъектов.

БРАГУТА МАКСИМ ВАЛЕРИЕВИЧ – окончил Московский энергетический институт (ТУ), кафедра «Электроэнергетические системы и сети», кандидат технических наук (специальность 05.13.01, НИЯУ «МИФИ» (ИАТЭ)). В данный момент работает в ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

О ЗАЩИТЕ СИСТЕМ СИНХРОНИЗАЦИИ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ СИГНАЛЫ ГЛОНАСС/GPS, ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ПОМЕХ

Нудельман Г.С. (ОАО «ВНИИР»)
Оганесян А.А. (ОАО «ВНИИР-Прогресс»)

Введение

Основной целью внедрения систем на основе глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) является повышение безопасности жизнедеятельности и повышение эффективности отраслей экономики.

Так, в энергетике одним из важных направлений развития является внедрение концепции «умных сетей», опирающихся на распределенные системы мониторинга и защиты, автоматизированные системы управления технологическими процессами в подстанциях,замкнутых в единый технологический процесс и функционирующих в едином времени [1].Требования к точности синхронизации в энергетике приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Требования к точности синхронизации (среднеквадратическая погрешность)

№ п/п	Требуемая точность	Место и задачи устройства в системе
1.	Единицы минут	Дисплеи времени, некоторые протоколы системы защиты
2.	Единицы секунд	Время использования измерений
3.	Десятки миллисекунд	Записи параметров для оценки состояния сетей передачи электроэнергии
4.	Единицы миллисекунд	Системы управления сетью и устройства защиты подстанций
5.	Десятки микросекунд	Схемы векторных измерений для целей мониторинга, защиты и управления
6.	Единицы микросекунд	Цифровое выравнивание для основных измерений значений тока и напряжения

Из таблицы 1 видно, что требуемые точности по синхронизации для объектов энергетики могут быть обеспечены различными системами точного времени. Однако нельзя не учитывать, что требование к точности синхронизации распространяется на всю энергосеть, протяженность которой составляет тысячи километров. Поэтому единственной системой, способной обеспечить требуемую точность синхронизации времени на всей территории страны, является ГНСС.

В качестве датчиков единого времени в энергетике используются типовые коммерческие приемники ГЛОНАСС/GPS (рис.1), входящие в состав сервера времени на объектах.

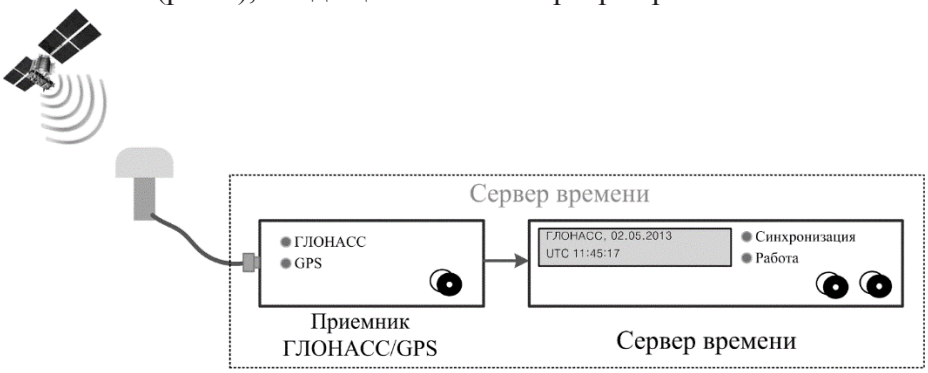


Рис.1

Несмотря на известные преимущества использования в качестве высокоточныхдатчиков времени, аппаратура ГНСС является крайне уязвимой к воздействию помех[1]. Проведенные в последние годы экспериментальные исследования в России и в США показали уязвимость систем, основанных на использовании ГНСС, к воздействию помех [3].

1. Уязвимость аппаратуры потребителей ГНСС к воздействию помех

В общем случае помехи действующие на аппаратуру ГНСС можно разделить на маскирующие и интеллектуальные.

Маскирующие помехи создают на входе навигационной аппаратуры ГНСС фон, который затрудняет обнаружение сигналов группировок ГНСС и оценивание их параметров. При воздействии маскирующей помехи у потребителя есть целый арсенал защитных мер:

- отказаться от временного обеспечения по сигналам ГНСС и использовать автономные системы времени;
- осуществить подавление широкополосных маскирующих помех с помощью адаптивных антенных решеток, узкополосных на основе алгоритмов спектральной режекции, импульсных – на основе временнóй режекции;
- принять организационные меры по выявлению и исключению источников помех.

Анализ уязвимости аппаратуры потребителей ГНСС к воздействию маскирующих помех позволяет сделать вывод, что такое воздействие, вероятнее всего, будет иметь локальный характер и, по нашей оценке, не имеет потенциала, способного привести к техногенным катастрофам.

К категории интеллектуальных помех относятся достаточно узкий класс помех специального вида. Наиболее опасными среди них являются имитационные помехи, воздействие которых будет рассматриваться в данной статье. Задача интеллектуальной имитационной помехи – заменить истинные, излученные спутником, навигационные сигналы ложными так, чтобы обнаружитель, системы слежения и определения координат аппартуры ГНСС не заметили подмены. Цель такой имитации – дезинформация относительно истинных местоположения и времени. Простая дезинформация приводит к тому, что они заменяются некоторыми случайными местоположением и временем. Однако дезинформация может быть и управляемой, например, при создании специального ложного маршрута в режиме навигации. Очевидна опасность воздействия интеллектуальных помех:

- при ее воздействии пользователь аппаратуры ГНСС не подозревает о том, что подвергся нападению и, следовательно, не предпринимает ответных действий;
- мощность принимаемой помехи практически не отличается от мощности принимаемого навигационного сигнала, а энергетический выигрыш относительно маскирующей помехи для типовой аппаратуры ГНСС может составить сотни тысяч раз.

Исследованиям воздействия интеллектуальных помех на аппаратуру ГНСС, используемой на объектах энергетики, уделяется внимание во многих развитых странах. Так, например, в 2012 году специалистами из Техасского университета с помощью интеллектуальной помехи было осуществлено смещение системного времени GPS в синхрофазоре (powermanagementunit) – датчике параметров сети с привязкой к единому времени в интеллектуальных распределенных системах в энергетике [2]. Диаграмма воздействия на синхрофазор представлена на рис. 2. Суть эксперимента заключалось в следующем. Исследователи использовали два синхрофазора, которые в начале эксперимента были синхронизированы. Оба синхрофазора функционировали по C/Aсигналам GPS. Далее началось воздействие интеллектуальной помехой на один из синхрофазоров. На рис. 2а представлена диаграмма начала эксперимента, когда фазы синхрофазоров совпадают. На рис. 2б представлена диаграмма фаз на 620 секунде эксперимента. Достигнутое на данной секунде рассогласование превысило допустимые по стандарту IEEE C37.118 значения. На 1370 секунде эксперимента рассогласование между фазами синхрофазоров достигло 45 градусов [3].

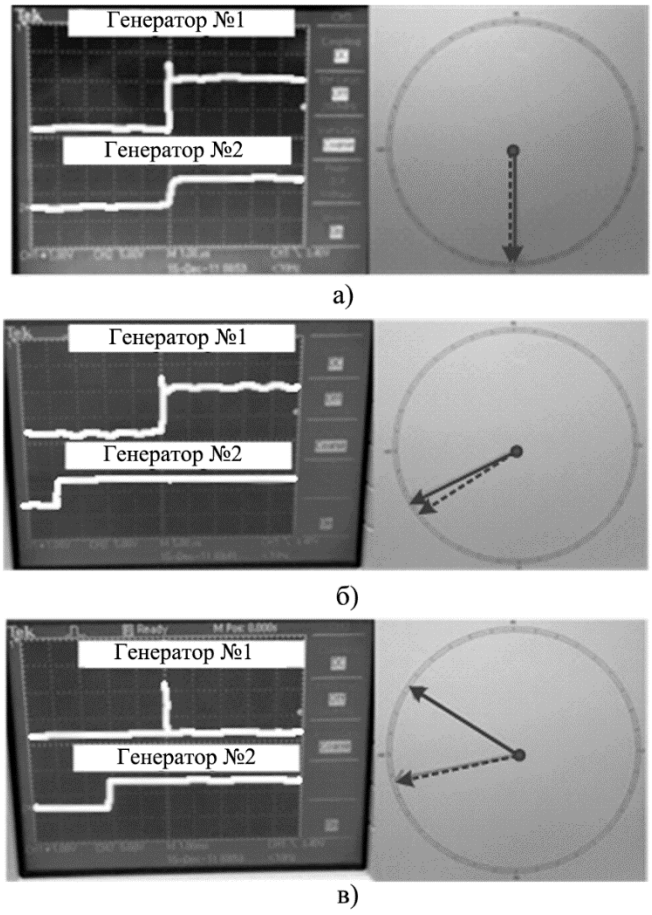


Рис. 2 – Влияние интеллектуальной помехи на синхрофазоры

Воздействие интеллектуальной помехи на аппаратуру синхронизации может привести к крайне опасным последствиям: от некорректных действий персонала диспетчерских центров, приводящих к разбалансированию системы, до автоматического отключения отдельных элементов или аварийного деления сети. Интеллектуальные помехи потенциально обеспечивают возможность создания техногенных катастроф. Этим фактором уязвимость энергетической инфраструктуры при воздействии интеллектуальных помех существенно отличается от уязвимости при воздействии маскирующих помех.

2. Методы защиты аппаратуры ГНСС от интеллектуальных помех

Несмотря на то, что интеллектуальная помеха представляет собой сигнал, близкий по своим характеристикам к сигналам навигационных спутников ГНСС, она не обладает всеми особенностями истинного сигнала. Поэтому эффективная защита от интеллектуальных помех может быть реализована за счет более точного учета свойств сигналов навигационных спутников. В конечном счете, любой механизм оценки подлинности сигнала может быть эффективным лишь в случае, если разработчик аппаратуры ГНСС использует более точную модель истинного сигнала, чем разработчик постановщика интеллектуальной помехи. Справедливо предположить, что разработчик постановщика помех может преодолеть и эти сложности – учесть все тонкости при формировании сигналов. Однако, на практике такая интеллектуальная помеха может оказаться достаточно сложной как с точки зрения программно-технической реализации, так и при непосредственной организации постановки помех. В частности, сложно представить подавление антенной решетки (формирователя лучей) путем непрерывного нахождения множества постановщиков помех на линиях визирования «аппаратура–навигационные спутники», особенно в динамике. Поэтому задача предложенных методов защиты от интеллектуальных помех – создать такие трудности по имитации навигационных сигналов, чтобы заставить злоумышленника отказаться от идеи их постановки. В соответствии с

этим принципом в [3] были предложены следующие основные методы обнаружения факта воздействия и защиты от интеллектуальных помех.

2.1 Обнаружение факта воздействия интеллектуальных помех

Обнаружение факта воздействия можно реализовать на основе определенных способов, которые могут быть программно реализованы в современной аппаратуре ГНСС[3]. Методы обнаружения интеллектуальных помех одинаково эффективны как для сигналов, доступных в настоящее время, так и для перспективных сигналов ГНСС. Основной уязвимостью данного метода является относительная простота учета особенностей функционирования алгоритмов обнаружения при постановке интеллектуальных помех.

2.2 Криптографические методы борьбы с интеллектуальными помехами

Применительно к перспективным сигналам ГЛОНАСС рассматривается криптографический метод для антиимитационной защиты сигналов на основе аутентификации навигационного сообщения. Данный подход в последнее время нашел широкую поддержку среди специалистов. Одним из главных достоинств подхода является то, что его реализация может не требовать фундаментальных изменений в принятой структуре перспективных сигналов ГЛОНАСС [3].

2.3 Пространственные методы борьбы с интеллектуальными помехами

Пространственные методы обработки сигналов реализуются на основе применения адаптивных антенных решеток, которые являются датчиками пространственных различий сигналов и помех [4]. С помощью приемника с адаптивной антенной решеткой можно определять направления на источники помех и таким образом осуществлять аутентификацию по направлениям прихода сигналов (рис. 3).

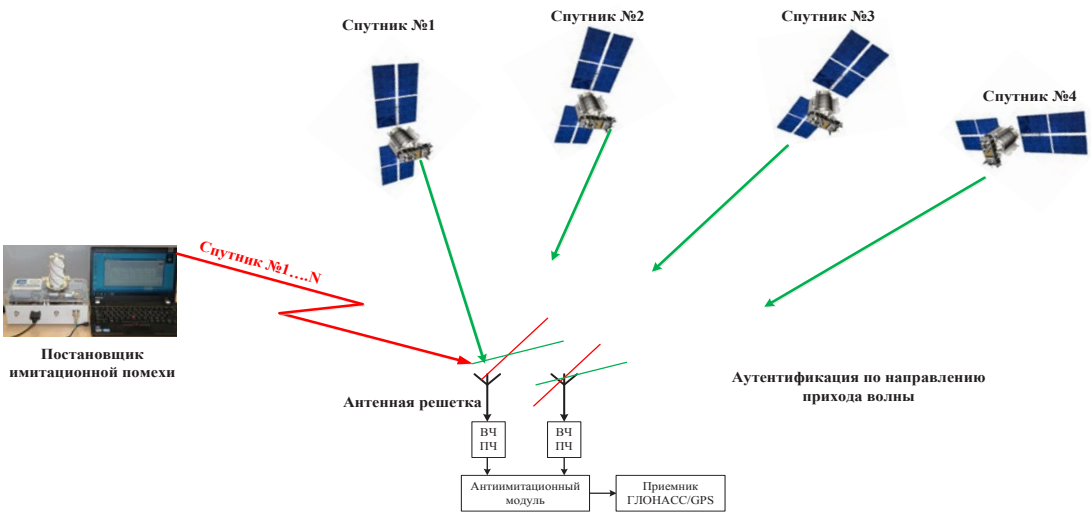


Рис. 3 – Аутентификация по направлениям прихода сигналов

Одним из главных преимуществ такого приемника является способность кардинальным бороться практически с любыми помехами. Так, приемники с адаптивной антенной решеткой способны подавлять маскирующие помехи до уровня 50…60 дБ (в 100 000…1 000 000 раз) [4]. Кроме того, он эффективно подавляет интеллектуальные помехи. На рис. 4 представлены кривые, характеризующие отношение мощности интеллектуальной помехи к мощности сигнала на выходе коррелятора от входной мощности помехи (отнесённой к мощности внутреннего шума). Видно, что, например, для приемника с четырьмя антенными элементами интеллектуальные помехи подавляются минимум на 6 дБ (в 4 раза). Поэтому они заведомо меньше уровня сигналов,

приходящих от навигационных спутников. Любые попытки увеличения мощности интеллектуальныхпомех приводят к обратному эффекту – к еще большему их подавлению.

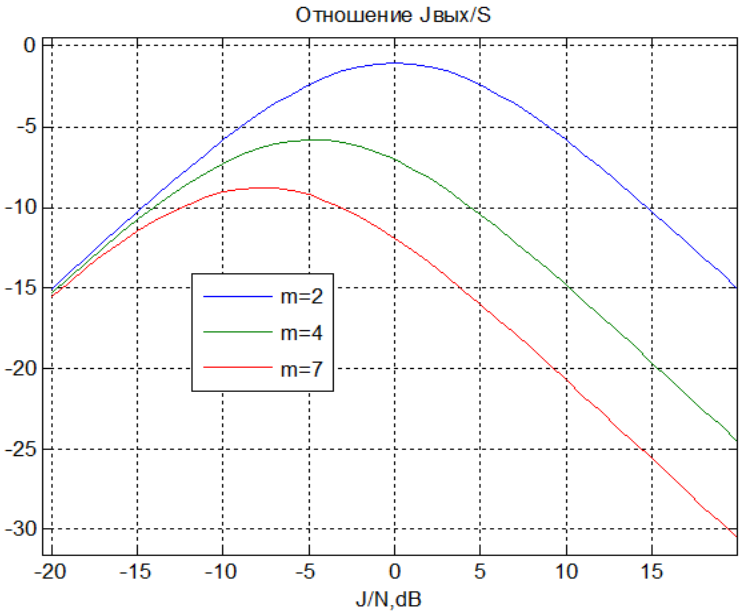


Рис. 4 – Подавление интеллектуальных помех приемником с адаптивной антенной решеткой

Выводы

1. Современные требования потребителей ГНСС сводятся к необходимости повышения надежности временного обеспечения на существующих и перспективных объектах энергетики.

2. Серьезной опасностью при внедрении технологии ГНСС в энергетику является незащищенность навигационных приемников от интеллектуальных помех.

3. Интеллектуальная помеха приводит к трудно обнаруживаемому искажению временной информации, что много более опасно, чем прекращение временных определений при воздействии маскирующей помехи.

4. Для защиты навигационных приемников от интеллектуальных помех необходимо:

- требовать реализации в приемниках программных средств обнаружения и исключения «простых» интеллектуальных помех;
- использовать защищенные приемники с адаптивными антенными решетками, устойчивыми к воздействию как маскирующих, так и интеллектуальных помех.

Литература

[1] Нудельман Г.С., Харисов В.Н., Оганесян А.А. Уязвимость систем синхронизации, основанных на использовании глобальных навигационных спутниковых систем [Текст] – М.: Электроэнергия. Передачаираспределение. №3 (18) 2013 г. с.60–66.

[2] Humphreys T. E., Shepard D. P., Bhatti J. A., Fansler A. A. Evaluation of Smart Grid and Civilian UAV Vulnerability to GPS Spoofing Attacks. -IONGNSSConference, Nashville, TN | September 21, 2012.

[3] Разработка предложений по защите перспективных сигналов открытого доступа ГНСС ГЛОНАСС от имитационных помех» [Текст]: отчет о СЧ НИР «Развитие-Прогресс-Э2» / ФГУП ЦНИИМаш/ – М., 2013. – 157 с. – Библиогр.: с. 143-149

[4] ГЛОНАСС. Принципы построения и функционирования Изд. 4-е, перераб. Под ред. В.Н. Харисова и А.И. Перова. – М. Радиотехника. 2010 г.

УДК 004.056 + 006

МОДЕЛИ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

Е.Ф. ЖАРКО, ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ УПРАВЛЕНИЯ ИМ. В.А. ТРАПЕЗНИКОВА РАН
В.Г. ПРОМЫСЛОВ, ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ УПРАВЛЕНИЯ ИМ. В.А. ТРАПЕЗНИКОВА РАН

Ключевые слова: безопасность, МЭК, IEC, цифровые системы управления, Smart Grid

Аннотация: Современные автоматизированные системы управления типа Smart Grid перешли от закрытой монолитной архитектуры на более открытую, сете ориентированную. Вместе с выгодами по улучшению качества управления Smart Grid такой подход имеет негативные стороны в виде повышения рисков, связанных с нарушением кибербезопасности систем управления. По аналогии тому, как предусматриваются методологические принципы для эксплуатационной безопасности в офисной среде, необходимо предусмотреть методологические принципы для безопасности систем управления. Однако, методики и стандарты из офисной среды не могут быть непосредственно применены к автоматизированным системам, поэтому выпускаются отдельные регламенты и стандарты по системам управления промышленными объектами. В статье рассмотрен передовой опыт защиты промышленных систем управления, изложенный в серии стандартов IEC/МЭК 62443 применительно к автоматизированным системам управления в Smart Grid.

1. ВВЕДЕНИЕ

Функционирование практически ни одного значимого, технически сложного объекта не возможно без помощи системы промышленной автоматики (для краткости просто системы управления – СУ). СУ включает в себя автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУ ТП), системы контроля отдельными промышленными установками и управление (в том числе диспетчерское) в территориально рассредоточенных службах. Начиная с 80-ых годов прошлого века, СУ вышли на качественно новый уровень развития в связи с возросшим уровнем автоматизации объекта управления (ОУ). Практически линейный рост производительности вычислительных систем, которые могут быть использованы в СУ, позволил реализовать значительно более сложные алгоритмы управления и анализа данных. Эта тенденция привела к возможности более глубокой автоматизации ОУ с применением цифровой программируемой элементной базы. Из-за инертности и консервативности СУ крупных объектов, указанная тенденция в большей степени сначала проявилась в СУ малыми, «бытовыми» объектами, но постепенно находит отражение в СУ системообразующих, инфраструктурных объектов, в том числе, объектов, аварии на которых связаны с опасностью для человека или окружающей среды (атомные электрические станции - АЭС, объекты энергосистемы, химические предприятия). Современная СУ для Smart Grid реализуется как распределенная по функциям и средствам система с компонентами, взаимодействующими между собой и объектом посредством вычислительной сети. Появляется возможность удалённого доступа к ранее полностью закрытым объектам, таким как АЭС (пока в основном к ограниченному набору сигналов для кризисных центров) с использованием общедоступных линий связи. Глобальный характер линий связи, их протяженность, независимость от государственных и большинства естественных границ, приводит к потенциальной осуществимости доступа к объекту на значительном удалении от него. Тематика обеспечения кибербезопасности[1] СУ энергетическими объектами [1,2] обсуждается, как на международном, так и на российском уровне (стандарты, разрабатываемые IEC[2], в части кибербезопасности цифровых СУ Smart Grid [3], стандарты серии ISO/IEC 27000 в части общих принципов обеспечения безопасности цифровых систем управления; Руководящий документ МАГАТЭ [4] для АЭС и др.). Одним из первых по времени международных стандартов в системе стандартизации IEC/МЭК, обобщающих применение передового мирового опыта по обеспечению кибербезопасности СУ, явля-

[1] В литературе термин кибербезопасность, используется наравне с термином информационная безопасность. Последний термин более применим для IT систем общего назначения.
[2] InternationalElectrotechnicalCommission

ется серия стандартов IEC 62443. В 2009 вышли первые документы серии [5-7], готовятся к выпуску продолжения данной серии. Серия стандартов затрагивает следующие вопросы обеспечения безопасности:

1. Общая сфера применения безопасности СУ.
2. Каким образом можно определять потребности и требования к системе безопасности, используя единую терминологию?
3. Базовые концепции, которые составляют основу для дальнейшего анализа процессов, свойств систем, а также действий, необходимых для создания безопасных СУ.
4. Способы группировки и классификации компоненты систем промышленной автоматики и контроля (СПАК) в целях определения и управления безопасностью и др.

Ключевым документом в серии стандартов IEC 62443 является стандарт [5[3]]. В нем определяется терминология, концепции и модели кибербезопасности СУ. В статье рассмотрены некоторые положения данного стандарта, с учетом их применимости для сложившейся практики разработки и эксплуатации СУ Smart Grid. Под термином «безопасность» в статье понимается предотвращение незаконного или нежелательного проникновения, умышленного или неумышленного вмешательства в штатную и запланированную работу, или получения ненадлежащего доступа к конфиденциальной информации в СУ; термины безопасность и кибербезопасность являются синонимами. Для обозначения других аспектов безопасности (ядерной, физической будет использован термин безопасность с поясняющим прилагательным).

2. ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ АЭС, ЦЕЛИ И КОНТЕКСТ БЕЗОПАСНОСТИ

Система управления для Smart Grid , является в существенной мере цифровой и программной системой, а безопасность функционирования энергосистемы во многом связана с безопасностью ее управляющей системы. Поэтому обеспечение кибербезопасности следует считать приоритетной задачей на протяжении жизненного цикла СУ. Известно, что эффективные меры кибербезопасности должны основываться на эффективной политике безопасности, где политика безопасности является неформализованным описанием ожиданий и требований к управлению кибербезопасностью в пределах СУ. Однако, разработка политики безопасности сложной системы является сложной комплексной задачей, имеющей немало трудностей. Отметим основные трудности, которые необходимо решить:

1. Будучи определена, политика безопасности не гарантирует реального обеспечения кибербезопасности, даже при условии её реализации. Факторами уязвимости являются неформальное определение самой политики безопасности, позволяющее разнообразную интерпретацию положений политики кибербезопасности, её значительная сложность для систем, включающих в себя большое количество объектов и субъектов отношений кибербезопасности, что может привести к наличию внутренних противоречий или неполноте политики безопасности.
2. СУ и мониторинга кибербезопасности требует наличия поведенческой модели, разработка которой обычно ведется экспертным методом, предусматривающее обучение на реальном объекте, что может привести к значительному времени ввода СУ в работу и наличия незащищенности Smart Grid в течение длительного времени, порождения незамкнутой или противоречивой модели.
3. СУ постепенно переходят на готовые коммерческие операционные системы и протоколы и объединяются с бизнес-сетями. В результате, такие системы уязвимы перед теми же программными атаками, что и деловые и настольные устройства.
4. Средства для автоматизированных атак обычно доступны через Интернет. Внешняя угроза применения таких средств теперь исходит, среди прочего, от киберпреступников и кибертеррористов, которые, вероятно, располагают большими ресурсами и сведениями для атак на систему промышленной автоматики и контроля.

[3] В 2013 подготовлен перевод стандарта на русский язык - ГОСТ Р МЭК 62443-1-1–2009

5. Партнерства и услуги сторонних организаций в промышленном секторе усугубили ситуацию с численностью организаций и групп, имеющих необходимую информацию о функционировании Smart Grid, что отразилось на безопасности систем промышленной автоматики и контроля.
6. Внедрение отраслевых протоколов, таких как Интернет-протокол (IP) для обмена данными, подвергает СУ тем же уязвимостям, что и коммерческие системы, функционирующие на сетевом уровне.

Эти предпосылки, взятые в совокупности, существенно увеличили риски для разработчиков СУ и других участников Smart Grid, связанных с кибербезопасностью. Информационная безопасность была изначально нацелена на выполнение трех требований — конфиденциальности, целостности и доступности, которые часто обозначаются аббревиатурой (CIA от английского – confidentiality, integrity, availability). В контексте систем промышленной автоматики и контроля общая приоритетность этих целей зачастую различна. Так для Smart Grid безопасность в основном зависит от поддержания работоспособности всех компонентов систем. Существуют внутренне присущие риски, относящиеся к промышленному оборудованию, которое управляется, контролируется или подвергается иному воздействию со стороны СУ. Таким образом, целостность зачастую стоит на втором месте по значимости. Обычно конфиденциальность еще менее важна, поскольку данные быстро устаревают и сами по себе малоценны, так как требуют анализа в рамках среды функционирования СУ.

Контекст безопасности образует основу для понимания терминов и концепций и показывает, как различные элементы безопасности соотносятся между собой. Кибербезопасность распространяется на компьютер, сеть или другие программируемые компоненты системы. Контекст безопасности основан на концепциях угроз, рисков и контрмер, а также взаимосвязях между ними. Взаимосвязь между этими концепциями можно показать на простой модели. Одна из таких моделей, описанная в ИСО/МЭК 15408-1 (Общие критерии), представлена на рис. 1.

Рис. 1. Взаимосвязи между элементами контекста

3. ПОЛИТИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ЦИФРОВЫХ СУ АЭС

Политики безопасности дают возможность организации придерживаться последовательной программы по обеспечению допустимого уровня безопасности. Отметим, что в стандарте IEC 62443 политика безопасности трактуется несколько отлично от используемой в [9]. Основное отличие состоит в том, что стандарт IEC 62443 разделяет регламенты (процедуры) безопасности и саму политику безопасности. Разделение политики (описания) и действий (процедур) по воплощению полити-

ки безопасности, позволяют более гибко реагировать на изменение рисков связанных с кибербезопасностью СУ. Угрозы реализуются посредством уязвимостей в политике безопасности, для минимизации связанного с кибербезопасностью риска возможно осуществлять воздействия на обе составляющие, но уязвимости, в отличие от угрозы, подвержены прямому воздействию со стороны владельца защищаемого объекта, поэтому управление риском посредством минимизации уязвимости является более гибким и чаще используемым методом. Политики безопасности определяются на различных уровнях, и могут быть выражены в различной форме, начиная от политики управления или администрирования, устанавливаемой на уровне предприятия, кончая политикой эксплуатации, определяющей подробные данные управления безопасностью. Во многих практических приложениях политику безопасности удобно соотносить с уровнями в модели ISA 95 [10] для системы управления объекта к которой они относятся.

Важная особенность политик безопасности, устанавливаемая в стандарте □ это возможность их использования для определения соответствия СУ установленным требованиям в рамках аудитов безопасности. Политики безопасности учитывают также нормативно-правовые и контрактные обязательства. Они являются мерой, относительно которой осуществляется проверка фактического состояния кибербезопасности СУ в ходе аудитов. Стандарт подчеркивает динамический характер политик безопасности. Политики безопасности СУ SmartGrid должны содержать инструкции относительно того, каким образом организация должна определять степень соответствия политики нормативным и регулирующим документам, и как обновлять их - по результатам аудита или в соответствии с меняющимся характером угроз.

Политику безопасности СУ следует координировать с аналогичной политикой безопасности информационной техники общего назначения. Для SmartGrid координация политики безопасности с другими политиками безопасности важна с точки зрения, указанного ранее, более широкого применения коммерческих продуктов общего назначения (программ и технических средств) в СУ SmartGrid.

4. МОДЕЛИ БЕЗОПАСНОСТИ

Фактором уязвимости для политики безопасности сложного объекта, которым является СУ SmartGrid, является её значительная сложность для систем, включающих в себя большое количество объектов и субъектов отношений кибербезопасности, что может привести к наличию внутренних противоречий или неполноте политик безопасности. Модели безопасности позволяют, благодаря более компактному описанию,— выявить требования к безопасности и важные характеристики среды на уровне детальности, необходимом для рассмотрения вопросов безопасности с общим пониманием контекста. Способность к обобщению важна, с учетом особенности современных СУ Smart Grid России, состоящей в их разнообразии по применяемым в них техническим решениям. В первую очередь это характерно для давно действующих энергетических объектов, СУ которых подвергались неоднократной модернизации за время эксплуатации. В стандарте описана серия моделей, которая может использоваться при разработке соответствующей программы безопасности. Модели включают в себя:

1. Базовые модели, которые обеспечивают общую концептуальную базу для более детальных моделей, указанных далее. Базовая модель — это концепция, которая проясняет существенные отношения между субъектами некой среды, позволяя разработать единые спецификации, поддерживающие эту среду. В стандарте рекомендуется применение базовой 5-ти уровневой модели [10]:
2. Объектные модели, которые описывают отношения между имущественными объектами в структуре системы промышленной автоматики и контроля.
3. Модели базовой архитектуры, которая описывает конфигурацию объектов. Базовая архитектура может быть уникальна для каждого предприятия или подмножества предприятий. Она уникальна для каждой ситуации и зависит от задач, которые решает рассматриваемая система промышленной автоматики и контроля.
4. Зональную модель, которая группирует элементы базовой архитектуры по заданным характеристикам. Это обеспечивает контекст для определения политики, регламентов и директив, которые, в свою очередь, применяются к объектам.

Вся эта информация используется для разработки подробной программы управления безопасностью СУ.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассмотрены основные положения, концепция и модели безопасности системы промышленной автоматики и контроля серии стандартов IEC 62443, применительно к их использованию для автоматизированных систем управления SmartGrid. Представленные в стандарте модели безопасности позволяют применить общий подход для анализа программы и политик безопасности SmartGrid, имеющих различную реализацию систем управления. Дополнительно отметим, что для каждой из моделей возможно ее представление в виде формальной модели [12], которая позволяет не только однозначно трансформировать положения политики безопасности в требования технического задания, но и продемонстрировать средствами математического анализа, что система безопасна в каждый момент времени на протяжении жизненного цикла.

Активно развиваемые во многих странах технологии SmartGrid [12] потребуют еще большей интеграции систем управления в глобальную систему управления энергетической сетью, которая подразумевает обмен не только данными, но и командами между SmartGrid различных стран, что повышает важность вопросов кибербезопасности систем управления.

В данном контексте, реализация требований и поддержка практики разработки политик и процедур безопасности СУ, предлагаемая стандартом, приведет к повышению безопасности и уменьшению рисков, связанных с кибербезопасностью систем управления SmartGrid.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Менгазетдинов Н.Э., Полетыкин А.Г., Промыслов В.Г. Концепция обеспечения защиты от несанкционированного доступа АСУ ТП АЭС «Бушер-1» // Автоматизация в промышленности. 2005. С. 3-5.

[2] Промыслов В.Г., Полетыкин А.Г., Менгазетдинов Н.Э. Новые кибернетические угрозы и методы обеспечения кибербезопасности в цифровых системах управления // Энергетик. 2012. №7. С. 18-23.

[3] IEC 62872 “System interface between Industrial Facilities and the Smart Grid”. (стандарт в процессе разработки).

[4] Computer security at nuclear facilities reference manual International Atomic Energy Agency Vienna, 2011. http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1527_web.pdf

[5] IEC/TS 62443-1-1:2009 Terminology, concepts and models

[6] IEC/TR 62443-3-1:2009 Security technologies for IACS

[7] IEC 62443-2-1:2010 Establishing an IACS security program.

[8] НП-001-97 (ПНАЭ Г-01-011-97). Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97. Госатомнадзор России, 1997.

[9] ГОСТ Р ИСО/МЭК 15408-1-200 Информационная технология. Методы и средства обеспечения безопасности. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 1. Введение и общая модель.

[10] ISA-95: "Enterprise Control System Integration 1: Models and terminology" (ANSI/ISA-95.00.01-2010 (IEC 62264-1 Mod)).

[11] Промыслов В.Г., Полетыкин А.Г. Формальная иерархическая модель безопасности верхнего уровня АСУ ТП АЭС // Ядерные измерительно-информационные технологии. 2012. Т. 4(44). С. 39-53.

[12] IEC Smart Grid standardization roadmap. 2010 http://www.iec.ch/smartgrid/downloads/sg3_roadmap.pdf

АВТОРЫ

Е.Ф. Жарко
Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН
Россия, 117997, Москва, Профсоюзная ул., 65
E-mail: zharko@ipu.ru

В.Г. Промыслов
Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН
Россия, 117997, Москва, Профсоюзная ул., 65
E-mail: v1925@mail.ru

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт
по проектированию энергетических систем и электрических сетей
«ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»

ИНФОРМАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АСУ ТП

(принцип разумной достаточности)

Начальник департамента систем управления, к.т.н. - П.А. Горожанкин

fppt.com

УГРОЗЫ

ВВЕДЕНИЕ:
-упор сознательно сделан на проектно формируемые решения по ИБ

ОСОБЕННОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЦИФРОВЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ:
- анонимность, неограниченность во времени (сканирование, воздействие);
- отложенные воздействия («программная мина»);
- возможен большой масштаб воздействий и последствий;
- легкость изменения/стирания программного обеспечения;
- аппаратная защита требует личного присутствия в том или ином виде.

ПОСЛЕДСТВИЯ:
1. Искажение собираемой (отображаемой, архивируемой, рассчитываемой, используемой в технологических алгоритмах) информации, что может привести к неадекватным действиям оперативного персонала ПС и центров управления.
2. Сбои в работе систем единого времени и, как следствие, недопустимое искажение телеинформации, передаваемой в центры управления для целей оперативно-диспетчерского управления, проблемы с ретроспективным анализом.
3. Формирование несанкционированных или ошибочных команд на переключение силовых коммутационных аппаратов и переключение режима работы вторичных систем (группы уставок РЗА, ввод/вывод команд ПА и т.д.).
3. Блокирование команд управления (в т.ч. – из-за получения некорректной информации).
4. Отказ или недопустимые задержки при передаче информации на АРМ персонала ПС и в центры управления, в том числе в ЦУС и ДЦ Системного оператора (РДУ, ОДУ).

fppt.com

ОСОБЕННОСТИ АСУ ТП

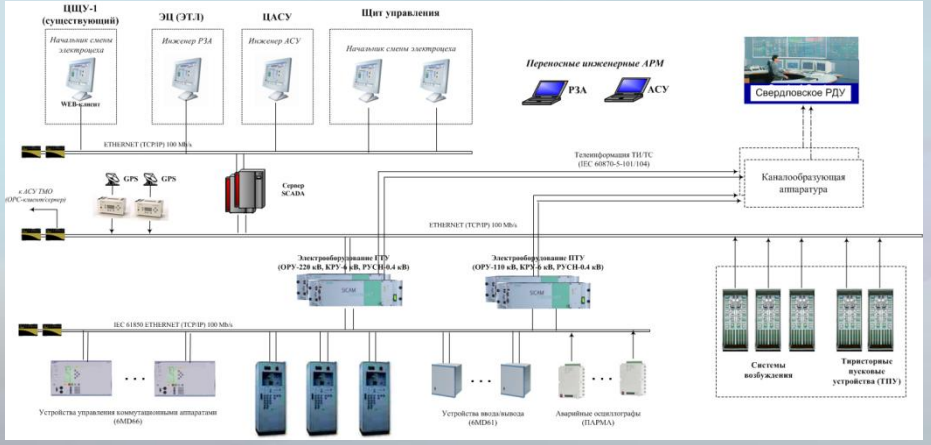
1. **Неизменность структуры технических средств** и состава программного обеспечения АСУ ТП (как правило, такие изменения случаются крайне редко, так что в течение длительного периода эксплуатации АСУ ТП структура и состав ПО могут считаться неизменными).

2. Неизменность видов и адресатов передаваемых данных (как между компонентами системы, так и между АСУ ТП в целом и внешними системами).

3. Необходимость минимизировать случаи вынужденного обновления ПО и его продолжительности, что связано с непрерывным функционированием АСУ ТП и соответственно с нежелательностью или невозможностью перезагрузки ПО в целом.

4. Необходимость обеспечения повышенного уровня ИБ для всех средств, участвующих в выполнении функций автоматического и автоматизированного управления оборудованием ПС (как дистанционного – с АРМ ОП, так и телеуправления из удалённых центров – ЦУС и ДЦ).

5. Проблемы совместимости средств SCADA и средств обеспечения ИБ.



fppt.com

ПРИНЦИПЫ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ УГРОЗАМ

1. Относительность: абсолютной безопасности не бывает (только по сравнению с существующим уровнем).
2. Ясность и прозрачность (в первую очередь – для эксплуатации) – в противном случае эффективность применяемых средств снизится и мы станем жертвами самообмана. Совместимость с средствами SCADA.
3. Разумные затраты на создание и эксплуатацию (<1-3% от стоимости ПТС).
4. Минимальная зависимость от человеческого фактора (злой умысел, забывчивость и т.д.).
5. Сохранить в тайне структуру ИБ АСУ ТП практически невозможно.
6. Требования ИБ необходимо учитывать на всех этапах жизненного цикла (проектирование, СМР и ПНР, эксплуатация) + средства обеспечения ИБ не должны мешать жизненному циклу.
7. Дифференцированный подход к ИБ: средства противодействия зависят от характера системы (информационная или управляющая), масштаба системы, характера последствий.

ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ:
- удаленный доступ (удаленная работа с ПТС);
- приложения на основе WEB-технологий;
- связь с центрами диспетчерского управления (в т.ч. – FTP);
- связь с централизованными системами режимного и противоаварийного управления
- связь с АСУП (MES).

fppt.com

ПРОТИВОДЕЙСТВИЕ УГРОЗАМ (этап проектирования)

1. Строительная часть:

1.1. Защита от ЭМС.

1.2. Компоновка зданий и генплана, кабельные сооружения.

1.3. Система контроля и управления доступом + видеонаблюдение.

2. Аппаратная часть:

2.1. Сегментирование сети, разделение шкафов ТВС и ЛВС.

2.2. Дополнительное оборудование (межсетевые экраны, устройства считывания security token, централизованное сетевое хранилище, терминальный сервер удаленного доступа, сервер ИБ/обновлений, однонаправленные средства передачи архивной информации, устройства шифрования*).

2.3. Существующее оборудование: поддержка функций ИБ в сетевом оборудовании (VLAN, шифрование, MAC-фильтрация, защита от превышения трафика), дополнительные ресурсы для решения задач ИБ).

3. Программное обеспечение:

3.1. Существующее ПО: ОС (переход с Windows на Linux), SCADA (совместимость с ПО ИБ).

3.2. Дополнительное ПО ИБ (антивирусное ПО, ПО фиксации несанкционированного подключения и изменение структуры папок и прав доступа).

3.3. Изменения в АСУ ТП (дополнительные сигналы в протокол + мнемокадры).

ПРОТИВОДЕЙСТВИЕ УГРОЗАМ (этап создания)

ИЗГОТОВЛЕНИЕ, ПОСТАВКА, СМР:

1. Программно-технические средства: конкурсные требования с учетом ИБ 2. Приемка строительной части, приемка из монтажа - с учетом требований ИБ.

ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ:

1. В договора подряда на выполнение ПНР АСУ ТП должны быть включены положения о необходимости соблюдения Подрядчиком требований ИБ.
2. После установки и запуска системного и технологического ПО должны быть выполнены следующие мероприятия:
   - системные сервисы и процессы, данные и функции, лишние учетные записи, которые использовались во время разработки и тестирования программного обеспечения должны быть проверяемо удалены или деактивированы и защищены от возможного запуска;
   - настройки материнских плат АРМ, серверов, активного сетевого оборудования должны быть защищены паролем и выполнены таким образом, чтобы обеспечить возможность удаленного доступа только с АРМ инженера АСУ на ПС и через терминальный сервер удаленного доступа;
   - для АРМ и серверов АСУ ТП дополнительно в BIOS должны быть отключены CD, DVD, USB и другие подобные интерфейсы устройств передачи данных на съёмных носителях. Также в BIOS должна быть отключена возможность загрузки со съемных носителей.
3. При вводе в эксплуатацию необходимо выполнить:
   - проверена функциональность ролей «Инженер АСУ ТП», «Оператор», «Наблюдатель»;
   - проведена полная антивирусная проверка;
   - выполнено создание «слепка» реестра, образов дисков, копий загрузочного ТПО.

ПРОТИВОДЕЙСТВИЕ УГРОЗАМ
(этап эксплуатации)

1. Регулярные профилактические мероприятия:

1.1. Запуск антивирусного ПО для сканирования серверов и АРМ (включая переносные АРМ).
1.2. Обновление антивирусного ПО.
1.3. Внешние проверки надежности защиты от НСД.
1.4. Резервное копирование.
1.5. Смена паролей и перепрограммирование smart-карт.
1.6. Администрирование журналов по ИБ.

2. Работа с персоналом:

2.1. В программы обучение и повышения квалификации должны быть добавлены разделы по ИБ.

3. Действия персонала при обнаружении НСД:

3.1. Перевести терминалы управления в режим местного управления.
3.2. Сообщить о случившемся персоналу ответственному за ИБ ПС (ПМЭС, МЭС).
3.3. Самостоятельно выполнить первоочередные мероприятия по локализации инцидента.

4. Работа с последствиями инцидентов ИБ:

4.1. Восстановление ПО из архивной копии.
4.2. Составление акта расследования инцидента ИБ.
4.3. Разработка контрмероприятий + рассылка циркуляров с информацией.

КОНТАКТЫ

Горожанкин Павел Алексеевич

Начальник департамента систем управления

ОАО «Институт «Энергосетьпроект»

Тел.: (495) 652-93-51, +7 (903) 745-94-48

E-mail: Gorozhankin_P@oaoesp.ru

fppt.com

СИСТЕМА ЗАЩИТЫ И УПРАВЛЕНИЯ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ НА БАЗЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА. ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ.

Чаркин А.В. ООО «Лаборатория интеллектуальных сетей и систем»
Дорофеев И.Н. ООО «Лаборатория интеллектуальных сетей и систем»

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящем докладе делается попытка осветить некоторые аспекты разработки и внедрения программного цифрового комплекса защиты и управления подстанцией (распредустройством) высокого напряжения iSAS. ПК iSAS предназначен для создания ПТК выполняющего функции подсистем РЗА, АСУТП (уровень присоединения), АИИС КУЭ (счетчик ЭЭ и УСПД), ПА, ККЭ. Особенностью комплекса является работа исключительно с цифровыми данными в формате протоколов МЭК 61850 и МЭК 60870-5-104, передаваемыми по сети Ethernet.

2. МЕТОДЫ И ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЦИФРОВОГО ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ЗАЩИТЫ И УПРАВЛЕНИЯ

ПК iSAS имеет модульную структуру, которая в значительной степени повторяет структуру информационной модели стандарта МЭК 61850. Это позволяет декомпозировать процесс разработки и представить «логический узел» как функционально независимый программный модуль с определенным набором входных и выходных параметров. Разработка такого программного модуля состоит из нескольких этапов.

Прежде всего, разрабатывается техническое задание, которое содержит функциональные требования к данному узлу. Исходя из этих требований, создается описание алгоритма работы модуля в среде MATLAB®/Simulink®, модель сети и набор файлов в формате Comtrade для его тестирования в пакете SimPowerSystems™. По результатам моделирования производится верификация ТЗ. Далее разрабатывается так называемая «обертка» узла, то есть описание его набора параметров в терминах стандарта МЭК 61850.

На следующем этапе происходит компиляция XML модели с использованием набора библиотечных элементов MATLAB® и профиляция полученного кода с целью определения времени его выполнения и потребности в вычислительных ресурсах.

Заключительным этапом является тестирование разрабатываемого модуля и системы в целом. Оно включает в себя тестирование модуля с помощью встроенных средств Simulink®, регрессионное тестирование комплекса, включающего новый модуль, полным набором ранее использованных тестов, функциональное тестирование комплекса, включающего новый модуль с применением аппаратных средств.

3. ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ НАДЕЖНОСТИ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ ЗАЩИТЫ, РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ, ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ НА ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ В ЦЕЛОМ

3.1. ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ НАДЕЖНОСТИ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ ЗАЩИТЫ,

Высокая степень диагностируемости цифровой системы защиты позволяет избежать отказа срабатывания и излишнего срабатывания при любом из аппаратных отказов, поэтому оценку надежности цифровой системы защиты можно свести к оценке аппаратной надежности.

Целью расчета являлось получение комплексных и единичных показателей надежности. В качестве комплексного показателя надежности выступает коэффициент неготовности $q_{нг}$. Единичным показателем выступает интенсивность отказов, и соответствующая ей наработка на отказ.

В ходе работы были приняты следующие допущения:

1. Как говорилось ранее, считаем все неисправности 100% диагностируемые.
2. Считаем, что повреждения оптического кабеля возникают в процессе монтажа и устраняются на этапе наладки оборудования, поэтому интенсивность отказа оптического волокна принимаем постоянной, не зависящей от его протяженности.
3. Принимаем, что вышедшие из строя элементы заменяются на исправные, при этом полагаем, что среднее время восстановления вышедшего из строя любого элемента системы, независимо от его типа, равно 48 часам.
4. «Модель надёжности» описываем экспоненциальной функцией, при этом интенсивность отказов у всех элементов считаем постоянной на протяжении всего периода эксплуатации.
5. Считаем, что измерительные трансформаторы, системы питания и исполнительные механизмы являются элементами с абсолютной надежностью и оперативной готовностью.

3.2. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Исходными данными являются интенсивности отказов компонентов цифровой системы:

1. УСШ типа SO-52 MUAD производства НПП Микроника;
2. сервера времени типа Symmetricon 1588 GrandMaster;
3. сервера iSAS на платформе HP DL360;
4. концентратора Hirschmann серии MAR1040.

В таблице приведены результаты расчетов:

Тип оборудования	Тип защиты	Интенсивность отказа, 1/год	Коэффициент неготовности	Наработка на отказ, лет
ВЛ 110 кВ	ДЗЛ	$0{,}97\times10^{-3}$	$2{,}67\times10^{-6}$	1028
	КСЗ	$6{,}09\times10^{-4}$	$1{,}67\times10^{-6}$	1716
Ошиновка 110 кВ	ДЗО	0,118	$6{,}43\times10^{-4}$	8,5
Трансформатор 110/10/10	ДЗТ	0,118	$6{,}43\times10^{-4}$	8,5
	Резервная	0,118	$6{,}42\times10^{-4}$	8,5
Шины 10 кВ	ДЗШ	0,642	$3{,}51\times10^{-3}$	1,5
	Защита вышестоящего смежного элемента, резервирующая защиту шин	$2{,}73\times10^{-7}$	$4{,}98\times10^{-10}$	$3{,}7\times10^{6}$
Фидер 10 кВ	Основная	0,059	$3{,}22\times10^{-4}$	16,9
	Резервная	0,059	$1{,}67\times10^{-6}$	1642

Из таблицы видно, что защиты линий 110 кВ, защиты силового трансформатора и ошиновки со стороны ВН, а также защиты фидеров 10 кВ обладает высокой надёжностью. Также из таблицы видно, что защита шин 10 кВ обладает требуемой надежностью.

В работе [1] приводятся значения коэффициентов неготовности срабатывания (вероятности отказа срабатывания), коэффициенты неготовности несрабатывания (вероятности излишнего срабатывания) и интенсивность потока ложных срабатываний устройств, выполненных на интегральных микросхемах.

Тип оборудования	Тип защиты	Интенсивность ложных срабатываний, 1/год	Коэффициент неготовности срабатывания	Коэффициент неготовности несрабатывания
ВЛ 110 кВ	Основная	5×10^{-3}	0,002	0,002
	Резервная			
Ошиновка 110 кВ	Дифференциальная	1×10^{-3}		
Трансформатор 110/10/10	ДЗТ			
	Резервная			

В работе [2] приводятся параметры надежности микропроцессорной РЗ, в частности требование по наработке на отказ по ложным срабатываниям составляет 200 лет.

В итоге можно сделать вывод, что защиты линий 110 кВ, цифровой РЗА, по наработке на отказ обладают надежностью на порядок выше чем у микропроцессорных устройств.

Также видно, что для защиты ВЛ 110 кВ интенсивность аппаратного отказа ниже на порядок чем требования к интенсивности ложных срабатываний устройств, выполненных на интегральных микросхемах.

Ввиду различий вышеупомянутых методик и методики расчета в данной работе напрямую сравнивать надежность функционирования и аппаратную надежность нельзя

3.3. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ НА ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ В ЦЕЛОМ

В работе было показано, что существенное влияние на готовность всей цифровой системы защиты оказывают показатели надежности сервера iSAS. Также видно, что существенно влияет на надежность ЦРЗА резервирование отдельных компонентов системы, в том числе количество резервных серверов iSAS.

В дальнейшем планируется провести более масштабные исследования в области надежности цифровых систем защит. На первых этапах предлагается убрать ряд допущений, так, например, учитывать влияние на надежность различных типов первичных измерительных датчиков, систем питания и исполнительных механизмов. На последующих этапах предлагается рассчитать количественные показатели ремонтопригодности ЦРЗА.

4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ПОТРЕБНОСТИ В ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ РЕСУРСАХ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ АЛГОРИТМОВ ЗАЩИТЫ И СЛУЖЕБНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ПРИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ РЕАЛИЗАЦИИ

Как было отмечено ранее, все задачи управления и защиты ПК iSAS выполняются программным обеспечением, развернутым на одном многопроцессорном сервере. В виду различных характеристик аппаратных платформ появилась необходимость оценки быстродействия выполнения алгоритмов защиты и управления, а также выявления зависимости между характеристиками аппаратной платформы и временем работы различных логических узлов. Экспериментальным путем была произведена оценка быстродействия узлов защит на различных аппаратных платформах, в итоге получены следующие результаты:

Время исполнения алгоритма в основном зависит от частоты процессора аппаратной платформы, что позволяет выполнить пересчет этого времени на другую платформу для теоретической оценки быстродействия;

Быстродействие различных узлов защиты и управления варьируется от 0,28 до 13,21 мкс (данные для частоты процессора 2000 МГц).

Кроме узлов защит и управления существуют также вспомогательные служебные узлы и функции, фактическое время исполнения которых нельзя измерить напрямую. Быстродействие данных узлов зависит от объема всей конфигурации. В связи с этим, теоретическая оценка ресурсоемкости полной конфигурации, а также определение максимального количества защищаемых объектов, является весьма затруднительной. Таким образом, можно выполнить оценку вычислительных ресурсов только экспериментальным путем, применимо к конкретной аппаратной платформе и к конкретному защищаемому объекту.

Существует 2 уровня оценки ресурсоемкости:

1. Определение максимального количества потоков Sampled Values, которое может обработать приемник (совокупность программного модуля и двух физических сетевых интерфейсов) при работе в режиме резервирования PRP, как следствие – определение максимального количества защищаемых присоединений;
2. Определение оптимальной топологии конфигурации и максимального количества узлов защит, управления, а также вспомогательных узлов.

Для проведения эксперимента в качестве аппаратной платформы был выбран четырехпроцессорный сервер по 8 ядер частотой 2000 МГц, в качестве защищаемого объекта – ПС 110 кВ Олимпийская ОАО «Тюменьэнерго».

Экспериментальным путем установлено, что на сегодняшний день границей возможности одного приемника данных является обработка 21-го потока Sampled Values при работе в режиме резервирования PRP. При этом на обработку алгоритмов защиты и управления, ведение журнала событий 21-го присоединения требуется 1 процессор. Системные приложения требуют ресурсов одного выделенного процессора. Таким образом, выбранная аппаратная платформа позволяет реализовать функции защиты и управления 40 присоединений 10 кВ. При этом, в обработке данных участвуют 2 приемника и 3 процессора, еще 1 процессор находится в резерве. В настоящее время ведутся работы по реализации функций защит и управления присоединений 110 кВ с использованием вычислительных ресурсов оставшегося процессора.

5. ПРИМЕРЫ ТИПОВЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ЦИФРОВЫХ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ

По мнению авторов наиболее характерной особенностью разработки проектных решений для цифровой подстанции является применение систем автоматизированного проектирования на всем жизненном цикле ПТК. Это позволяет сократить сроки и снизить стоимость проектирования, свести к минимуму влияние человеческого фактора на качество проектирования. Также важным свойством подобных систем является возможность интеграции со средствами конфигурирования ПТК, что позволяет распространить выше перечияленные преимущества и на процессы конфигурирования и наладки.

Ниже приводятся примеры использования САПР при разработке проектной документации на ПТК защиты и управления для ПС 110 кВ Олимпийская ОАО «Тюменьэнерго».

5.1. Инструмент конфигурирования

В настоящее время большое распространение получают независимые программные комплексы для конфигурирования систем в соответствии со стандартом МЭК 61850. При этом, МЭК 61850 не стандартизирует инструменты конфигурирования, но определяет механизмы взаимодействия программного конфигуратора с устройствами. Одним из таких программных конфигураторов является SCT (substation configuration tool) компании H&S. Данный инструмент позволяет моделировать однолинейную схему подстанции, интеллектуальные электронные устройства (IED), включая необходимый набор логических устройств и узлов, конфигурацию сети связи.

Одним из основополагающих факторов выбора программы явилось то, что SCT имеет возможность интеграции с САПР Engineering Base фирмы Aucotec (далее EB).

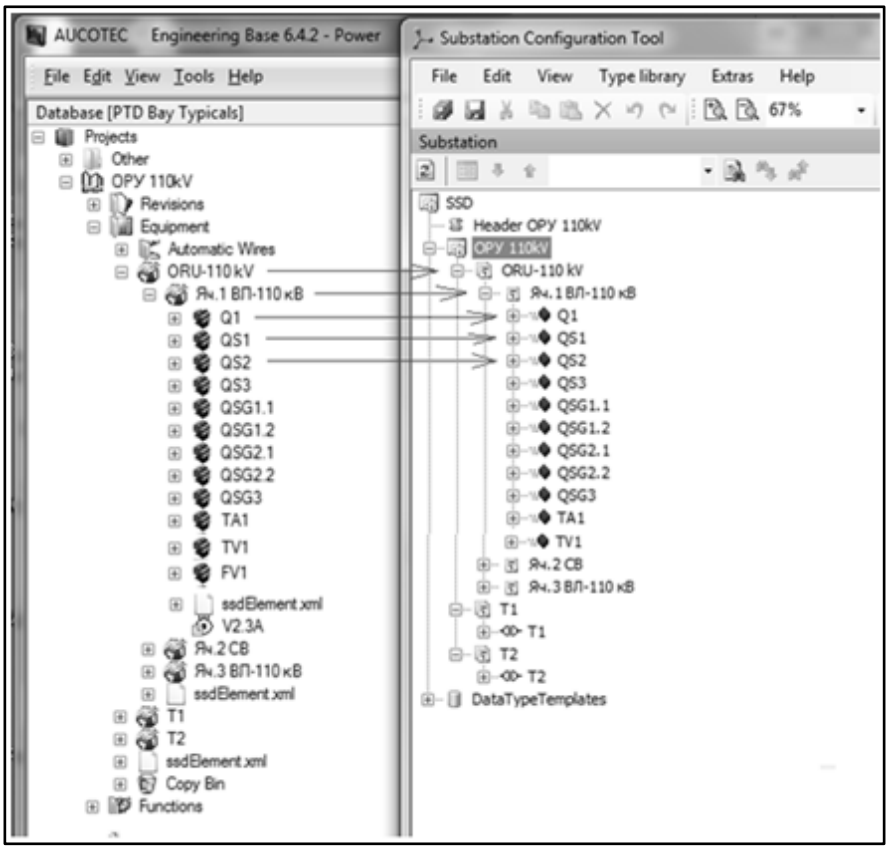


Рис.1 Смоделированная иерархическая структура подстанции из EB в SCT.

Однолинейная схема ПС, созданная в EB, используется для генерации в SCT файла формата SSD и последующей разработки файла конфигурации ПТК формата SCD. Использование диной базы данных позволяет синхронизировать изменения сделанные в любом из двух программных продутков. Созданный SCD файл загружается в ПК iSAS при его конфигурировании.

5.2. Типовая схема подключения УСШ А к цепям измерения (ТТ, ТН). Схема рядов зажимов модуля УСШ А.

Цепи от измерительного трансформатора тока и напряжения подключаются к измерительному модулю (1MCU1) предназначенному для выполнения аналоговых измерений. Данный модуль непрерывно измеряет напряжения и токи во вторичных цепях. Сигналы, которые подводятся к измерительным входам модуля, преобразовываются в цифровые значения. Измерение напряжений и токов выполняется в синхронном режиме.

Вторичные измерительные цепи трансформаторов тока IA, IB, IC, выводятся на внешние клеммные зажимы (шкаф ШЗВ). С рядов клеммных зажимов сигналы контрольным кабелем выводятся на соответствующие клеммные зажимы шкафа УСШ. С рядов клеммных зажимов (1X-MC3 и 1X-MC2) сигналы выводятся на соответствующие входные клеммы контроллера для измерения тока. Токовые цепи, предназначенные для защиты, подключаются к обмоткам класса точности «10Р», цепи, предназначенные для измерения, - «0,5» и выше.

Вторичные измерительные цепи напряжения от шкафа цепей напряжения выводятся контрольным кабелем на соответствующие клеммные зажимы шкафа УСШ.

Измеренные величины преобразуются в цифровые потоки:

1 поток - 80 выборок/сетевой цикл – предназначен главным образом для основных защит и мониторинга;

2 поток - 256 выборок/сетевой цикл – предназначен для измерения качества ЭЭ, осциллографирования, учета электроэнергии.

Данные измерений передаются с помощью двух независимых коммуникационных интерфейсов в шину процесса.

Применение САПР в данном случае позволяет существенно ускорить процесс разработки схем рядов зажимов за счет использования библиотеки типовых элементов.

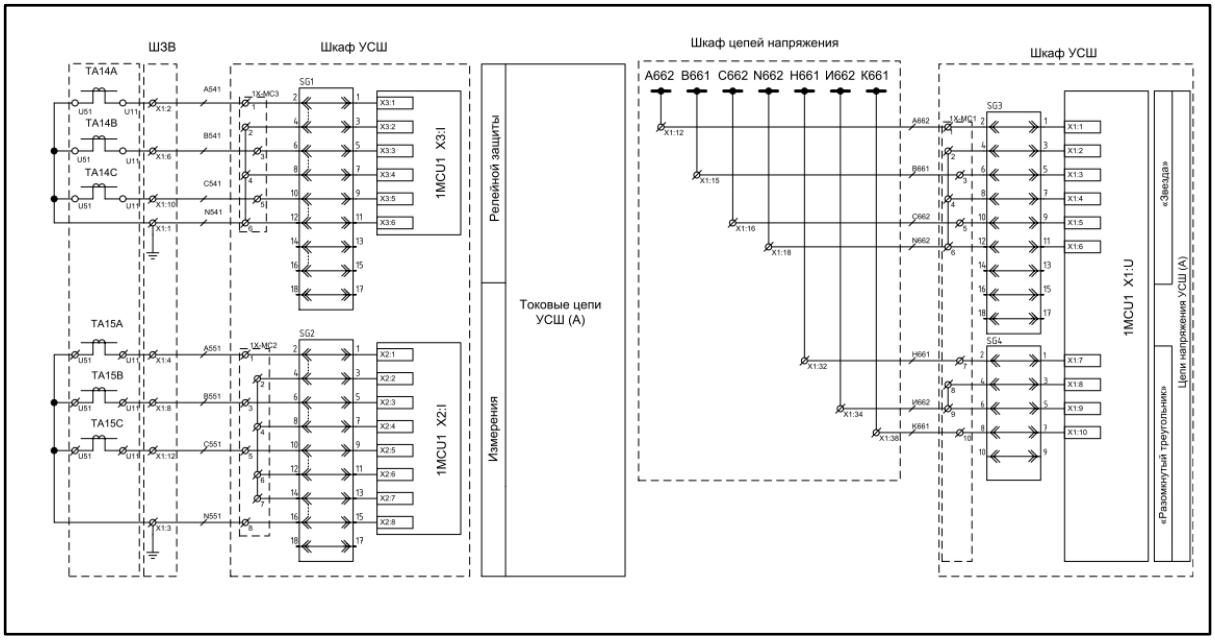


Рис.1 Типовая схема подключения УСШ А к цепям измерения (ТТ, ТН).

6. НЕОБХОДИМОСТЬ КОРРЕКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ

Анализ действующих НТД показывает, что разработка правил и норм для традиционной РЗА, в том числе и микропроцессорной, и для РЗА нового поколения не может быть выполнена в рамках единых документов. Для создания РЗА нового поколения требуется разработка отдельных НТД. Такой подход к формированию нормативной базы позволит, с одной стороны, обеспечить сохранность существующего уровня надежности, селективности и быстродействия для традиционных систем РЗА, а с другой стороны позволит начать процесс создания и постепенного совершенствования НТД для РЗА нового поколения.

Для РЗА нового поколения необходима разработка НТД, регламентирующей следующие позиции:

1. Типовые главные электрические схемы подстанций и правила размещения устройств информационно-технологических средств по ТТ и ТН, с учетом установки цифровых измерительных ТТ и ТН, а также совмещенных измерительных трансформаторов и применения «интеллектуального» силового оборудования.
2. Требования к составу защит и автоматики для различного оборудования и правила распределения защит по устройствам РЗА с учетом возможностей по централизации РЗА.
3. Требования к устройствам РЗА нового поколения.
4. Требования к интеллектуальному силовому оборудованию в части сопряжения с РЗА нового поколения.
5. Правила организации ЛВС для задач РЗА.
6. Правила организации информационной безопасности обмена данными между РЗА в цифровом формате.
7. Правила эксплуатации РЗА нового поколения с учетом возможности дистанционного управления устройствами РЗА.
8. Единая система классификации и кодирования информации для задач РЗА и задач автоматического экспресс анализа аварийных событий и функционирования РЗА.
9. Требования к организации и сопровождению моделей ЭЭС для задач автоматического расчета оптимальных параметров срабатывания для устройств РЗА нового поколения.
10. Требования к системам автоматизированного проектирования и разработки РЗА нового поколения, включая требования по унификации решений по построению РЗА в рамках ЕНЭС.

Список литературы:

[1] Типовые материалы для проектирования «Разработка методики расчета надежности устройств релейной защиты, выполненных на полупроводниках и микросхемах», институт Энергосетьпроект.

[2] Смирнов О.П. «Результаты расчета надежности ряда новых устройств РЗ сетей 750 кВ», Сб. «Автоматическое управление ЭС в аварийных режимах», М., Энергоиздат, 1981 г., с 164 – 168.

Краткая информация об авторах

Александр Чаркин окончил МАИ в 1994 г. (Специальность – Системы управления и передачи информации подвижным объектам). Имеет более 10 лет практического опыта в области защиты и управления электрообъектами полученного в различных компаниях. В настоящее время является директором центра внедрения компании ЛИСИС, которая специализируется на R&D деятельности в области цифровых технологий для электроэнергетической отрасли. Александр является экспертом рабочей группы технического комитета 57 МЭК.

Иван Дорофеев окончил с отличием МГУ ПС (МИИТ) в 2004 г. (Специальность - Микропроцессорная техника в управлении электроснабжением железных дорог). Имеет более 10 лет практического и академического опыта в области защиты и управления электрообъектами полученного в различных компаниях. В настоящее время является техническим директором компании ЛИСИС, которая специализируется на R&D деятельности в области цифровых технологий для электроэнергетической отрасли. Иван является экспертом 5 рабочих групп технических комитетов 57 и 38 МЭК.

РАЗВИТИЕ ЗАДАЧ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ В ЕЭС РОССИИ НА БАЗЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ

А.В.ЖУКОВ, Д.М.ДУБИНИН, О.Л.ОПАЛЕВ, Д.Н.УТКИН (ОАО «СО ЕЭС»)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА
PDC, PMU, WAMS, WACS, WAPS, WAMPACS, АС СИ СМПР, СМЗУ, СМСР, СМПР

ВВЕДЕНИЕ

Развитие IT-технологий, коммуникационной инфраструктуры передачи большого объема данных и значительное увеличение установленных на объектах электроэнергетики устройств синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима является предпосылкой для повышения уровня технического совершенства современных систем оперативно-диспетчерского и автоматического управления режимом работы электроэнергетических систем (ЭЭС).

В России идеологию применения синхронизированных векторных измерений в технологиях оперативно-диспетчерского и автоматического управления режимами работы ЕЭС России разрабатывает ОАО «СО ЕЭС». В 2005 году ОАО «СО ЕЭС» инициировало создание в ЕЭС России системы мониторинга переходных режимов (СМПР), предусматривающей регистрацию синхронизированных по времени векторных измерений параметров электроэнергетического режима в отдельных узлах ЕЭС России благодаря использованию сигналов синхронизации глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС и GPS. Это явилось началом внедрения технологии векторных измерений в ЕЭС России для решения практических задач управления. Фактически в СМПР сконцентрирован набор технологий, обеспечивающих:

- измерение и вычисление параметров электроэнергетического режима с высоким разрешением и привязкой измерений к меткам единого времени с точностью 1 мкс;
- on-line доставку данных в коммуникационной среде с высокой надежностью и низким уровнем задержек в автоматизированную систему сбора диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС»;
- обработку и архивирование больших объемов данных;
- анализ данных с целью выявления отклонений контролируемых параметров электроэнергетического режима от допустимых значений по заданным критериям;
- функционирование расчетных алгоритмов, позволяющих выявлять некорректную работу энергетического оборудования, диагностировать неисправность систем регулирования, например АРВ генератора, определять параметры схемы замещения оборудования, в том числе в реальном времени, фиксировать динамику их изменения и т.п.;
- визуализацию динамики изменения режимных параметров в режиме реального времени, а также наглядное представление диспетчерскому и технологическому персоналу результатов расчетных задач.

Исследования российских специалистов и изучение зарубежного опыта показывают преимущества применения синхронизированных векторных измерений для решения задачи повышения адаптивности управления и надежности работы ЭЭС.

Данное направление развития систем управления становится особо актуально в свете принятой Правительством РФ «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», предусматривающей широкое внедрение гибких систем передачи электроэнергии. Реализация указанных планов ориентирована на внедрение в ЕЭС России управляемых элементов на базе силовой электроники (FACTS). Создание систем управления нового поколения, позволяющих учитывать в реальном масштабе времени изменения параметров расчетных моделей ЕЭС, основанных на законах регулирования элементов FACTS и динамических характеристиках ЭЭС, возможно только на базе использования векторных измерений параметров электроэнергетического режима.

РАЗВИТИЕ СМПР В ЕЭС РОССИИ

Создание системы мониторинга переходных режимов в России было инициировано ОАО «СО ЕЭС» в 2005 году в рамках проекта «ТЭО синхронного объединения энергосистем UCTE и ЕЭС/ОЭС» [1, 2]. В 2006 году на 16 энергообъектах ЕЭС была введена в эксплуатацию первая очередь СМПР, что позволило получить данные синхронизированных векторных измерений и начать систематические наблюдения и исследования динамических свойств энергообъединений, проводить анализ возникновения и развития технологических возмущений и аварийных ситуаций.

Система СМПР ЕЭС представляет собой совокупность векторных измерительных преобразователей (Phasor measurement unit, PMU), концентраторов векторных данных (Phasor Data Concentrator, PDC), каналов передачи данных между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС», а также средств обработки полученной информации.

ОАО «СО ЕЭС» развивает применение технологии векторных измерений в ЕЭС России по следующим основным направлениям:

Создание отечественных устройств синхронизированных векторных измерений:

- первый отечественный PMU типа МИП-01 в составе регистратора Smart-WAMS был разработан ЗАО «РТСофт» в 2006 году. В настоящее время четыре отечественных компании производят устройства синхронизированных векторных измерений: ЗАО «РТСофт» (МИП-02), ООО «Парма» (ЦРАП ПАРМА РП4.11), ООО «Прософт-Системы» (РЭС-3 СМПР), ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис» (ЭНИП-3 СМПР);
- компанией ООО «АльтероПауэр» осуществлена разработка концентраторов векторных данных и их внедрение в диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС» и на объектах электроэнергетики (Сургутской ГРЭС-2, Березовской ГРЭС и Рефтинской ГРЭС);
- ОАО «СО ЕЭС» совместно с разработчиками ведутся работы по повышению технического совершенства PMU в части повышения надежности, точности измерений, увеличения частоты дискретизации измерений, расширения функциональности и т.д. В частности, проведены работы по реализации функций регистрации синхронизированных векторных измерений и аварийных событий на базе регистраторов аварийных событий ПАРМА РП 4.11 (ООО «ПАРМА») и РЭС-3 СМПР (ООО «Прософт–Системы»), что позволило существенно увеличить количество точек регистрации синхронизированных векторных измерений в ЕЭС России.

Применяемые в настоящее время устройства синхронизированных векторных измерений изначально создавались для реализации функции мониторинга стационарных режимов энергосистем. Но, учитывая фактическое создание инфраструктуры, обеспечивающей доставку данных СМПР со сравнительно небольшими задержками в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС», созданы предпосылки для применения данных устройств в системах управления и защиты (Wide Area Control System, WACS; Wide Area Protection System, WAPS) [3] в качестве измерительного органа (Phasor measurement control unit, PMCU), что в свою очередь, выдвигает требования к обеспечению точности измерений в ходе переходных процессов. Создание устройств с удовлетворительными техническими характеристиками должно стать первым этапом в применении технологии в противоаварийной автоматике. Одним из способов повышения качества измерений в динамических режимах является увеличение дискретизации вычисления параметров электрического режима, например, до 6 - 12 раз на период промышленной частоты, что обеспечит проведение более детального анализа работы централизованной и локальной автоматики и систем регулирования, а также непосредственно электромагнитных переходных процессов.

Векторные регистраторы нового поколения будут выполнять функции измерения параметров электроэнергетического режима в нормальных и переходных режимах и в перспективе станут одним из основных источников информации для систем управления электрическими режимами ЭЭС. Общемировой тенденцией является повышение уровня применения синхронизированных векторных измерений в задачах оперативно-диспетчерского управления, а также признание того, что данные СМПР должны иметь равный приоритет с телеизмерениями в SCADA-системах. В то же время для применения данных PMU в качестве входной информации в локальных и централизованных устройствах автоматического управления требуется проработать целый ряд вопросов, начиная от технических возможностей регистраторов, надежности их работы, информационной безопасности, требований к каналам передачи данных, гарантированности и времени доставки информации и т.д. Необходимо формирование требований ко всем компонентам каждой системы (WAMS, WACS, WAPS). Общие требования к быстродействию функционирования систем в on-line и off-line приведены в таблице 1.

Таблица 1. Требования к быстродействию функционирования систем автоматического управления ЭЭС

Off-line	АСДУ	WAMS off-line	не регламентируется	Стационарные и переходные процессы
real time		WAMS on-line	t < 5 сек	
	САУ (on-line)	WACS	t < 5 сек	Стационарный режим
		WAPS	t < 1 сек	Электромеханические
		РЗА	t << 1 сек	Электромагнитные переходные

В настоящее время за рубежом насчитывается более 130 производителей PMU, PDC, стендового оборудования и программного обеспечения для WAMS/WACS. Наиболее известны в мире компании ABB, Alstom Grid, Arbiter Systems, Electric Power Group, GE Energy, Grid Protection Alliance, OSIsoft, Schweitzer Engineering Laboratories, Siemens, Symmetricom и др. В составе функционирующей в ЕЭС России Системе мониторинга переходных режимов применяются PMU следующих производителей:

- МИП-01, МИП-02 (ЗАО «РТСофт»);
- ЦРАП ПАРМА РП 4-11 (ООО «Парма»);
- РЭС-3 СМПР (ОАО «Прософт-Системы»);
- ЭНИП-3 СМПР (ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис»);
- устройство синхронизированных векторных измерений ЗАО «ИТЦ Континуум»;
- Power Sentinel модели 1133A (Arbiter Systems, USA).

В связи с планами применения PMU для решения задач управления ОАО «СО ЕЭС» неоднократно инициировал проведение сравнительных испытаний отечественных и зарубежных PMU с целью сопоставления их характеристик и оценки возможности их применения в ЕЭС России. Данные испытания проводились на цифровом аналого-физическом комплексе ОАО «НТЦ ЕЭС» и программно-аппаратном комплексе RTDS. По итогам испытаний в 2013 году была разработана Методика проведения сертификационных испытаний PMU, обеспечивающая проверку характеристик PMU в стационарных и переходных режимах на соответствие требованиям международного Стандарта IEEE C37.118.1-2011.

Разработка нормативно-методической базы применения синхронизированных векторных измерений:

- разработаны требования к векторным измерительным преобразователям и программно-техническим комплексам СМПР (ПТК СМПР) объектов электроэнергетики;
- разработана и апробирована Методика и программа сертификационных испытаний векторных измерительных преобразователей;
- требования к организации мониторинга переходных режимов в энергосистемах для задач противоаварийного управления внесены в Национальный Стандарт РФ (ГОСТ Р 55105-2012) «Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
- принципы и порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики при организации эксплуатации ПТК СМПР, создании новых или модернизации существующих комплексов приведены в Стандарте ОАО «СО ЕЭС» (СТО 59012820.29.020.002-2012) «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации».

Организация работ по проектированию и внедрению ПТК СМПР на энергообъектах:

- разработаны Системные проекты развития СМПР в объединенных энергосистемах Урала и Сибири;
- разработан и реализован проект создания ПТК СМПР в ОАО «Концерн Росэнергоатом» на Белоярской АЭС, Калининской АЭС, Курской АЭС, Нововоронежской АЭС, Смоленской АЭС, Ростовской АЭС, Ленинградской АЭС и Кольской АЭС;
- в соответствиями с требованиями к организации мониторинга переходных режимов в энергосистемах для задач противоаварийного управления проектирование ПТК СМПР осуществляется на вновь вводимых и реконструируемых действующих объектах электроэнергетики (схема размещения регистраторов СМПР показана на рис. 1).

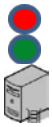


Рис.1. Схема размещения регистраторов СМПР в ЕЭС/ОЭС
- ПТК СМПР, функционирующие в режимах on-line и off-line;
- ПТК СМПР, функционирующие в режиме off-line;

- концентраторы векторных данных в диспетчерских центрах.

Увеличение количества установленных комплексов СМПР на объектах электроэнергетики и PMU и с 2005 до 2013 и перспективные планы до 2020 года приведены на диаграмме (рис.2).

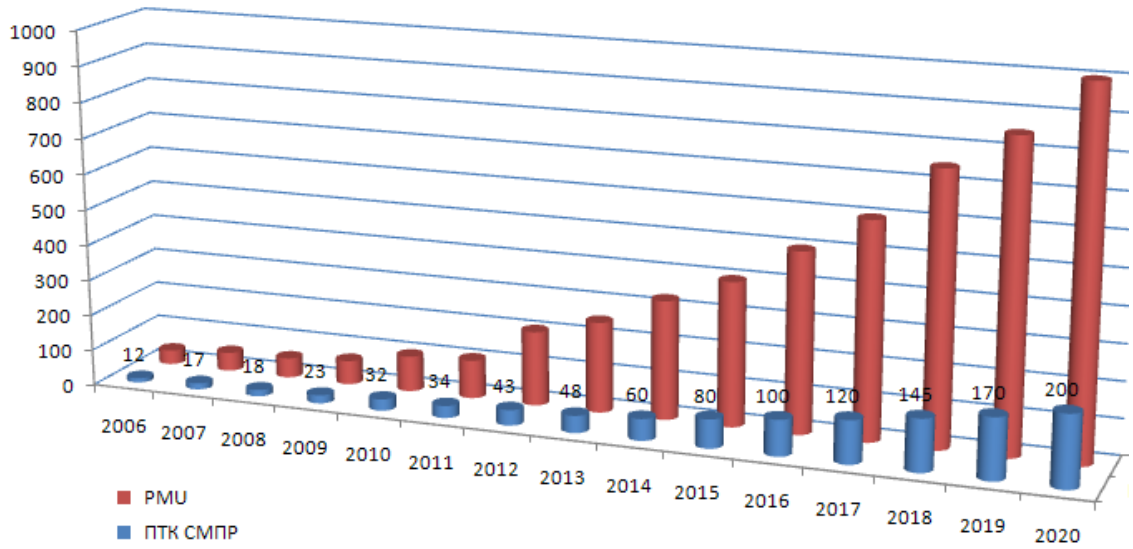


Рис.2. Диаграмма перспективного развития PMU на объектах электроэнергетики ЕЭС России

Создание системы автоматического сбора информации в режимах on- и off-line для задач диспетчерского и автоматического противоаварийного управления

При внедрении ПТК СМПР на объектах электроэнергетики одной из актуальных задач было создание автоматической системы, обеспечивающей сбор данных. В связи с расположением комплексов в географически удаленных районах страны и, учитывая специфику регистрации параметров электроэнергетического режима и необходимость передачи сравнительно больших объемов данных с высокой

надежностью и низкими задержками, данная задача была уникальной по масштабности. Работы по созданию данной системы проводились специалистами ОАО «СО ЕЭС» совместно с ООО «АльтероПауэр» и в 2012 году Автоматическая система сбора информации с регистраторов СМПР была введена в промышленную эксплуатацию в диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС». В результате создания АС СИ СМПР в ОАО «СО ЕЭС»:

- создана полноценная инфраструктура на базе которой реализована технология автоматического сбора данных с регистраторов СМПР в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС» в режимах on-line и of-line;
- обеспечен систематический сбор данных с регистраторов СМПР при возникновении технологических нарушений и аварийных ситуаций в ЕЭС России;
- обеспечена возможность для развития на базе АС СИ СМПР технологий управления с применением данных СМПР.

При внедрении АС СИ СМПР ОАО «СО ЕЭС» инициировал доработку комплексов СМПР с целью оптимизации информационного обмена технологической информацией между субъектами электроэнергетики и субъектами оперативно-диспетчерского управления.

Развитие технологий оперативно-диспетчерского и автоматического управления энергосистемой на базе векторных измерений:

Основной целью при развитии технологии синхронизированных векторных измерений и развития инфраструктуры сбора и обработки информации является повышение качества и надежности оперативно-диспетчерского и автоматического управления энергосистемой. В связи с этим ОАО «СО ЕЭС» инициировал разработку и внедрение следующих систем:

- для обеспечения максимальной пропускной способности линий электропередач с учетом реальных схемно-режимных условий работы энергосистемы, определения запасов устойчивости и перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в режиме реального времени, разработана и введена в промышленную эксплуатацию Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) в северных районах Тюменской области [4, 5]. Работы по дальнейшему развитию СМЗУ и ее внедрению в ОЭС Северо-Запада запланированы в 2014 г.;
- в целях контроля правильности функционирования систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций разработан и при содействии ОАО «Интер РАО» реализован пилотный проект системы мониторинга системных регуляторов (СМСР) на Северо-Западной ТЭЦ [6].
- для исследования динамических свойств энергосистемы и выявления низкочастотных колебаний (НЧК) включая идентификацию источника колебаний разработано ПО мониторинга низкочастотных колебаний. Завершение работ по его интеграции с АС СИ СМПР запланировано на 2014 г.

Сопровождение эксплуатации ПТК СМПР на объектах электроэнергетики:

ОАО «СО ЕЭС» обеспечивает проведение мероприятий по вводу ПТК СМПР энергообъектов в промышленную эксплуатацию и посредством АС СИ СМПР контролирует функционирование комплексов после их ввода в эксплуатацию.

В решении перечисленных выше задач ОАО «СО ЕЭС» активно сотрудничает с российскими и зарубежными партнерами, в том числе: ОАО «НТЦ ЕЭС», ОАО «Институт Энергосетьпроект», ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ», ИСЭМ СО РАН, ЗАО «РТСофт», ООО «Парма», ООО «Прософт-Системы», ООО «АльтероПауэр», ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис», Alstom Grid, Psymetrix, Elpros, исследовательским комитетом B5 «Релейная защита и автоматика» Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения (SC B5 CIGRE «Protection and Automation»), объединением крупнейших мировых системных операторов (VLPGO) и др.

В настоящее время в ЕЭС России введено в эксплуатацию 53 комплекса СМПР, количество PMU составляет 272 единицы. В период 2014-2015 гг. запланировано:

- внедрение ПТК СМПР на Белоярской АЭС-2, Конаковской ГРЭС, ТЭЦ-16 и ТЭЦ-26 Мосэнерго, Невинномысской ГРЭС, Воткинской ГЭС, Серовской ГРЭС, Нижневартовской ГРЭС, Калининградской ТЭЦ-2, а также на ряде подстанций ОАО «ФСК ЕЭС»;
- модернизация существующих комплексов СМПР ПС 1150 кВ Алтай, Саяно-Шушенской ГЭС, Загорской ГАЭС, Калининской, Курской, Нововоронежской, Ростовской и Смоленской АЭС.

По предварительной оценке к концу 2015 года комплексы СМПР будут развернуты более чем на 80 объектах электроэнергетики (более 400 PMU), а в перспективе до 2020 года – на 200 объектах электроэнергетики ЕЭС России (более 1000 PMU).

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧАХ

Внедрение в ОАО «СО ЕЭС» АС СИ СМПР и наращивание количества установленных PMU и PDC на объектах электроэнергетики обеспечивают техническую возможность применения данных синхронизированных векторных измерений в практических задачах. Данная технология предоставляет более точную (как по величине измеряемых величин, так и по синхронизации времени измерений) информацию по сравнению с существующими системами телеизмерений, и основной задачей для развития и реализации ее потенциала является разработка новых и адаптация существующего ПО (приложений к ПО) с целью улучшения надежности и качества управления энергосистемой.

Учитывая распределенную (иерархическую) архитектуру систем управления, возможность использования синхронизированных векторных измерений для решения конкретных задач управления во многом определяется характеристиками каналов передачи данных с уровня энергообъекта в центры обработки информации (диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС»). В мировой практике все задачи с применением синхронизированных векторных измерений условно разделены на две основных категории:
- аналитические и расчетные приложения с использованием архивной информации (off-line);
- задачи мониторинга и управления режимами работы энергосистем в режиме реального времени (on-line).

Анализ зарубежных публикаций в части применения синхронизированных векторных измерений для задач управления энергосистемой показывает следующие направления их применения в Системных операторах и энергетических компаниях:

- **для задач оперативно-диспетчерского и автоматического противоаварийного управления:**

- управление перетоками мощности электрической сети с контролем относительного угла;
- управление перетоками мощности электрической сети с учетом наличия и уровня низкочастотных колебаний;
- идентификация места аварийного разделения частей энергосистемы и их последующая синхронизация;
- управление перетоками мощности электрической сети с контролем относительного угла;
- мониторинг условий возникновения аварий с целью принятия мер по их предотвращению и развитию;
- ситуационная осведомленность диспетчера (визуализация динамики изменения режимных параметров, интеграция результатов анализа с различными средствами визуализации);
- мониторинг устойчивости нагрузки по напряжению;
- оценивание состояния;
- расчет и графическое отображение резервов реактивной мощности и т.д.;

- **для задач, решаемых технологическим персоналом (специалистами служб электрических режимов, релейной защиты и автоматики):**

- верификация расчетных моделей [7, 8];
- повышение точности оценивания состояния;
- расследование технологических возмущений и аварийных ситуаций (пост-аварийный анализ);
- уточнение расчета максимально-допустимых перетоков;
- уточнение статических и динамических характеристик энергосистемы;
- мониторинг корректности работы системных регуляторов;
- определение мест повреждения на ВЛ и вид повреждения;
- оценивание состояния;
- уточнение параметров схем замещения линий электропередачи, силового оборудования и нагрузки потребителей [9];

- **для задач, решаемых персоналом энергетических компаний:**

- диагностика состояния линий передач и силового оборудования;
- мониторинг качества электроэнергии;
- мониторинг корректности работы системных регуляторов;
- расследование технологических возмущений и аварийных ситуаций;
- определение мест повреждения и т.д.

Возможность применения технологии СМПР в прикладных задачах, представляющих интерес для магистральных, и, в некоторой степени – для распределительных сетевых компаний приведена в [10], [11], [12].

Среди перспективных исследований и разработок, которыми занимается ОАО «СО ЕЭС» в настоящее время, можно выделить разработку программного комплекса мониторинга электроэнергетического режима по данным СМПР.

В связи с существенно возросшими объемами информации одной из актуальных задач повышения качества оперативно-диспетчерского управления, является оптимизация представления информации диспетчерскому персоналу, в том числе визуализация параметров электроэнергетического режима и состояния силового оборудования объектов электроэнергетики и ЛЭП. Над разработкой и совершенствованием программных продуктов, обеспечивающих адекватное представление процессов в энергетической системе на базе векторных измерений и повышающих оперативность принятия диспетчером решений, в настоящий момент за рубежом ведут работы такие компании как Alstom Grid, OSIsoft, Elpros d.o.o., ABB, Siemens, PowerWorld и т.д. Одним из наиболее функциональных продуктов является RTDMS (Real Time Dynamic Monitor System, USA), установленный в диспетчерских центрах всех Системных операторов США (рис. 3). Специалисты ОАО «СО ЕЭС» занимаются изучением подобных разработок, так в рамках пилотного проекта были протестированы функциональные возможности ПО WAProtector™, разработанного компанией ELPROS d.o.o. (Словения). В 2014 году запланировано тестирование ПО PhasorPoint (Psymetrix, Alstom Grid). В то же время актуальной задачей является разработка и внедрение ПК мониторинга электроэнергетического режима по данным СМПР исходя из специфики и развития задач управления в ЕЭС России.

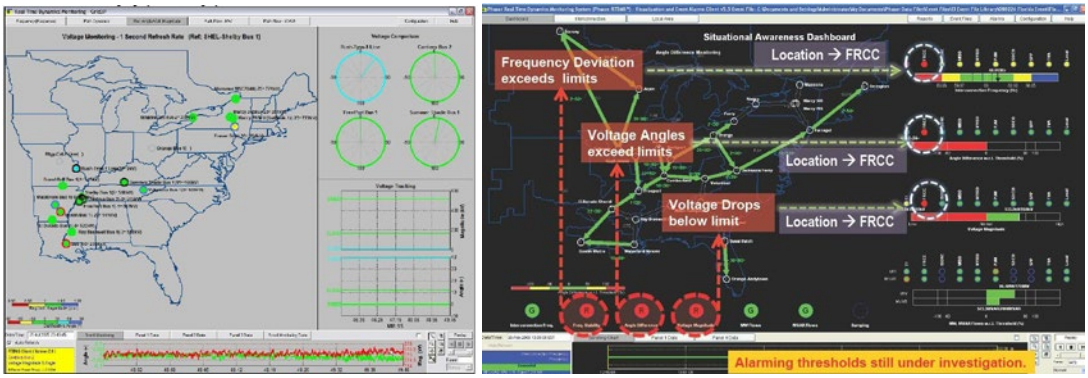


Рис.3. Экранные формы RTDMS

Основной предпосылкой разработки ПК мониторинга электроэнергетического режима по данным СМПР является текущее развитие современных инструментов представления больших объемов данных, способное обеспечить оперативно-диспетчерскому и технологическому персоналу не только стандартную визуализацию динамики изменения электроэнергетического режима, но и «ситуационную осведомленность» диспетчера, предоставив ему доступ к расчетной и аналитической информации различных приложений, функционирующих на базе данных СМПР. Предполагается, что диспетчер сможет получить исчерпывающую информацию о возникновении нештатной ситуации и ее причинах, получить доступ к следующей расчетно-аналитической информации:

- отклонение частоты, разность взаимных фазовых углов, перетоки активной мощности в контролируемых сечениях, допустимые уровни напряжения и запаса реактивной мощности, представление эквивалентированной информации и т.д.;
- фиксация возникновения асинхронных режимов, идентификация места разделения энергосистемы на части;
- результаты работы системы мониторинга корректности функционирования систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения;
- результирующую информацию мониторинга низкочастотных колебаний включающую уровни локальных и межзональных низкочастотных колебаний и их параметры (частота, амплитуда, фаза, демпфирование).

В ОАО «СО ЕЭС» разработаны прототипы визуализационных форм представления динамики изменения режимных параметров в нормальном режиме, а также при возникновении технологических возмущений и аварийных ситуаций в масштабах ЕЭС России (рис.4, 5, 6). Синхронизированность измерений обеспечивает возможность графической визуализации реальных переходных процессов в ЕЭС России.

Мониторинга режимных параметров в масштабах всего энергообъединения является идеей глобального мониторинга. Она реализована в энергосистемах США, Китая, Испании и др. Технология, образно говоря, выполняет множество последовательных мгновенных снимков состояния энергосистемы, позволяет визуализировать динамику изменения режимных параметров и предоставить диспетчеру четкую картину происходящих процессов в электроэнергетической системе.

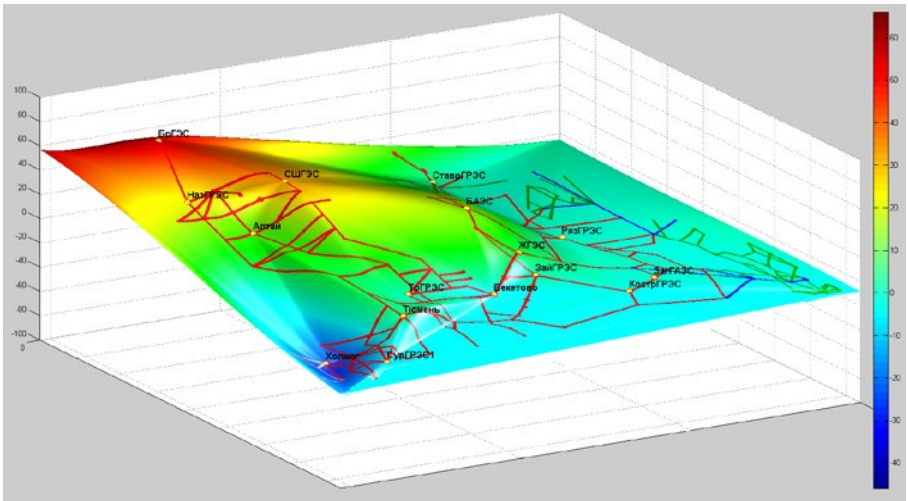


Рис. 4. Распределение относительных углов напряжения по ЕЭС

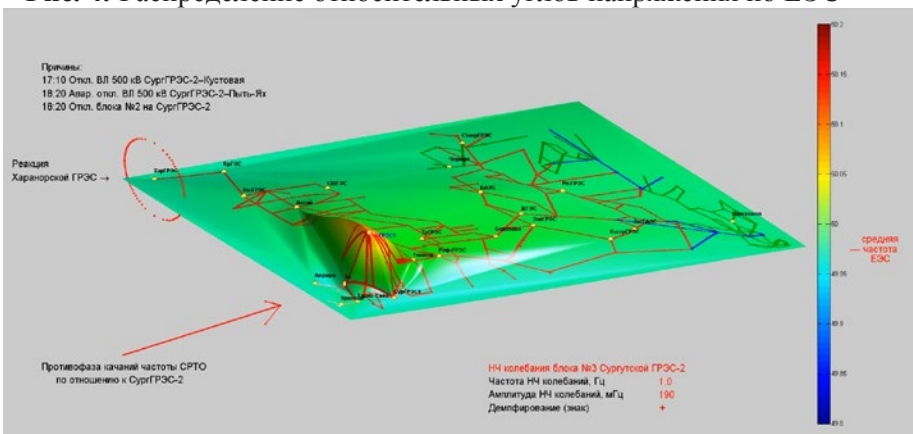
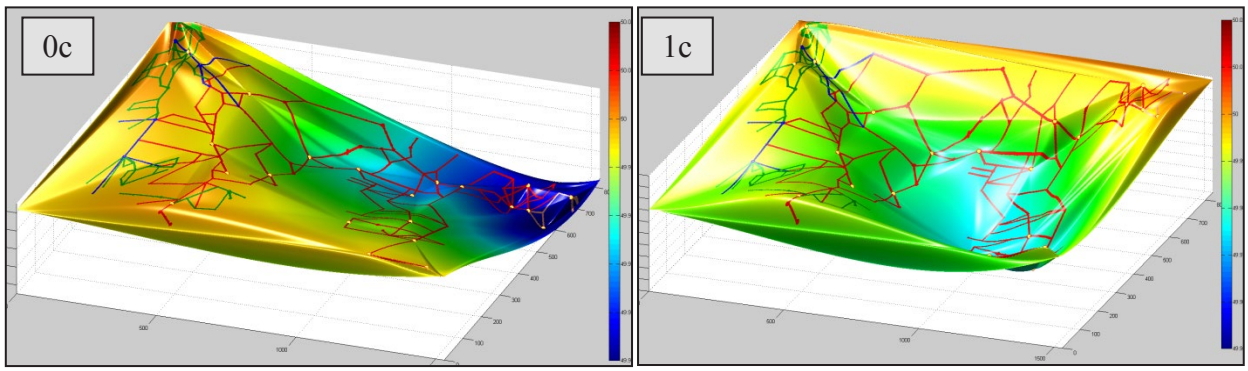


Рис. 5. Качания частоты на Сургутской ГРЭС-2 и идентификация параметров низкочастотных колебаний

Визуализация динамики изменения режимных параметров является перспективным направлением разработки и может быть использована для решении следующих задач оперативно-диспетчерского управления:

- идентификации технологического возмущения и места его возникновения;
- мониторинга возникновения и развития синхронных (асинхронных) качаний;
- мониторинга разделения энергосистемы на части;
- мониторинга динамических свойств энергосистемы и отдельных ее узлов;
- пост-аварийного анализа технологического возмущения;
- противоаварийных тренировок диспетчерского персонала и т.п.



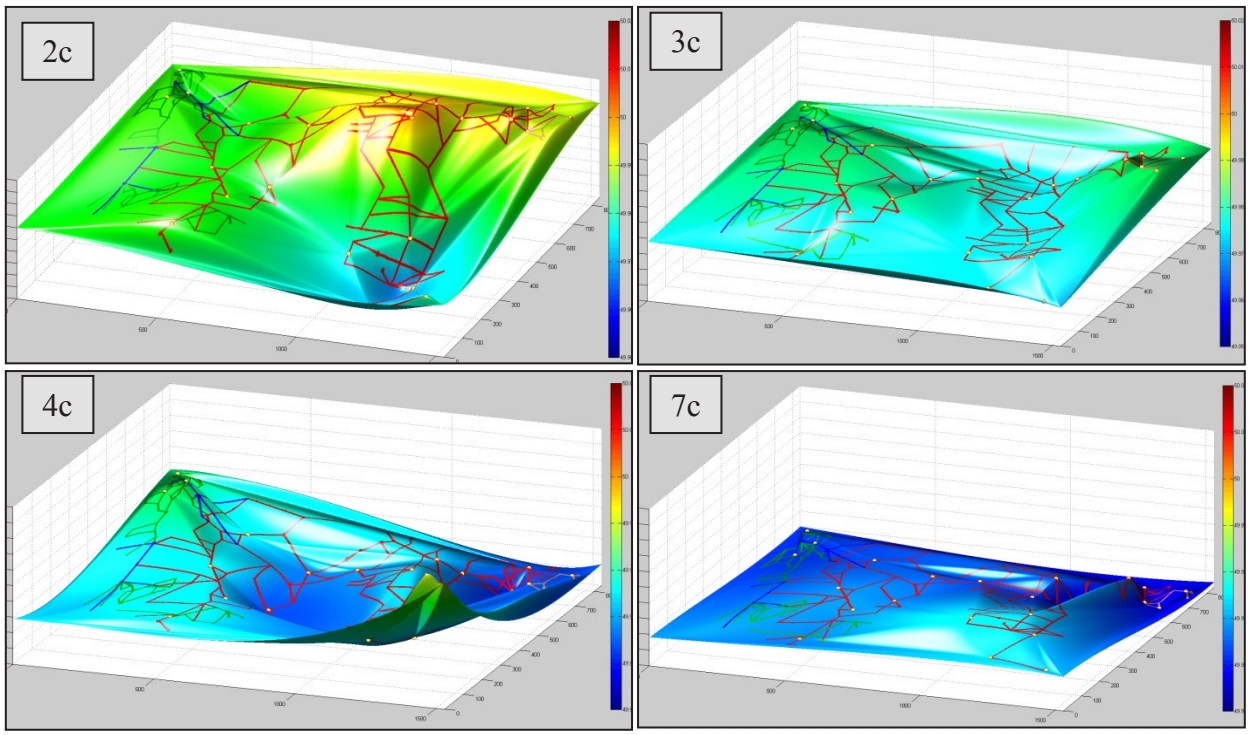


Рис. 6. Процесс распространения волны частоты по ЕЭС при отключении энергоблока Нижневартовской ГРЭС (небаланс 795 МВт)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя промежуточные итоги развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений в ЕЭС России, можно отметить следующее:

- ОАО «СО ЕЭС» осуществляет функции идеолога и координатора развития технологии синхронизированных векторных измерений для задач мониторинга и управления в ЕЭС России;

- стратегия развития и внедрения технологии векторных измерений направлена на решение практических задач мониторинга и повышения эффективности управления ЕЭС России;

- развитие технологии синхронизированных векторных измерений в ЕЭС России осуществляется силами российских специалистов с учетом опыта, накопленного за рубежом;

- в настоящее время в России создана технологическая платформа, позволяющая использовать векторные on- и off-line измерения параметров режима в практических задачах оперативно-диспетчерского и автоматического управления;

- разработанная ОАО «СО ЕЭС» нормативно-методическая база обеспечивает возможность проектирования и внедрения систем WAMPACS на вновь вводимых и реконструируемых объектах электроэнергетики ЕЭС России;

- ОАО «СО ЕЭС» обеспечивает постоянный мониторинг работы созданной СМПР ЕЭС. Данные регистрации векторных измерений используются для анализа электрических режимов, динамических свойств энергосистемы при проведении системных испытаний, расследовании технологических возмущений и аварийных ситуаций в энергосистеме;

- ОАО «СО ЕЭС» разработаны, внедрены и совершенствуются технологии автоматического мониторинга запасов устойчивости электрической сети и мониторинга корректности работы системных регуляторов электростанций, работающие в режиме реального времени. Ведутся работы по применению технологии векторных измерений при разработке современных устройств противоаварийной автоматики;

- ОАО «СО ЕЭС» координирует усилия отечественных разработчиков по совершенствованию аппаратной базы устройств синхронизированных векторных измерений, в том числе формирует требования к функциональности и техническим характеристикам регистраторов и является организатором проведения испытаний PMU;

- ОАО «СО ЕЭС» определяет идеологию и ведет разработку программных средств анализа динамических свойств ЕЭС России, выявления и идентификации низкочастотных колебаний, оценки демпфирующих свойств энергосистемы для последующего их применения в задачах оперативно-диспетчерского и автоматического управления.

В качестве ближайших задач развития технологий управления в ЕЭС России, базирующихся на данных векторных измерений Системы мониторинга переходных режимов, можно отметить следующие:

- проведение исследований, связанных с применением синхронизированных векторных измерений параметров режима в системах управления в условиях внедрения в ЕЭС России элементов активно-адаптивных сетей;

- разработка адаптивных алгоритмов выбора управляющих воздействий систем автоматического режимного и противоаварийного управления ЕЭС России, базирующихся на современных IT-технологиях и использовании векторных измерений параметров электроэнергетического режима;

- разработка отечественных регистраторов СМПР нового поколения с целью их применения в качестве пусковых органов и низовых устройств в системах автоматического режимного и противоаварийного управления ЕЭС России (WACS, WAPS);

- разработка методов и ПО актуализации в режиме on-line параметров схем замещения элементов электроэнергетической системы на основе текущих данных векторных измерений для их применения в расчетных задачах систем автоматического управления;

- разработка пакета прикладных задач к программному комплексу «Советчика диспетчера», включающего ПО анализа и оценки тяжести текущего режима энергосистемы, прогнозирования последствий утяжеления текущего режима энергосистемы и визуализации динамики изменения режимных параметров и их тенденций и т.п.;

- разработка стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Требования к системе векторной регистрации параметров электроэнергетического режима для задач оперативно-диспетчерского и автоматического управления ЕЭС России»;

- типизация проектных решений по созданию на объектах электроэнергетики программно-технических комплексов регистрации параметров электроэнергетического режима ЛЭП и оборудования;

- привлечение субъектов электроэнергетики к разработке технологических задач, связанных с оценкой эксплуатационного состояния и остаточного ресурса силового оборудования, корректности работы систем регулирования на базе данных синхронизированных векторных измерений и т.д.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Аюев Б.И. О системе мониторинга переходных режимов / Энергорынок, №2, 2006.

[2] Шульгинов Н.Г., Кощеев Л.А., Жуков А.В., Демчук А.Т. Повышение эксплуатационной надежности ЕЭС России средствами противоаварийного автоматического управления – Материалы 43-ей сессии СИГРЭ, 2010г.

[3] А.В. Жуков, А.Т. Демчук, Д.М. Дубинин. Развитие технологий векторной регистрации параметров для противоаварийного и режимного управления электрическими режимами энергосистем / РЗА 2012 // Тез. докл. XXI междунар. науч.-техн. конф. М., ВВЦ, 2012. С. 232-245.

[4] Куликов Ю. А. Использование технологии векторного измерения параметров в ЕЭС России для информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления / «Энергетик», №1, 2009.

[5] Демчук А.Т., Жуков А.В., Кац П.Я., Данилин В.А. Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров / Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Сб. тр. Международной научно-технической конференции, Москва, 2009.

[6] Герасимов А.С., Есипович А.Х., Жуков А.В., Демчук А.Т., Негреев А.П. Система мониторинга автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов электростанций ЕЭС России / РЗА 2012 // Тез. докл. XXI междунар. науч.-техн. конф. М., ВВЦ, 2012. С. 457-463.

[7] Аюев Б.И., Герасимов А.С., Есипович А.Х., Куликов Ю.А. Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС. Электричество, №5, 2008.

[8] Герасимов А.С., Есипович А.Х., Куликов Ю.А., Смирнов А.Н. Опыт верификации динамической модели ЕЭС/ОЭС по данным системы мониторинга переходных режимов. / Сборник научных трудов «Известия НИИ постоянного тока». СПб, 2009.

[9] Небера А.А. Прикладные вопросы применения векторных измерений параметров электрического режима / Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Сб. тр. Международной научно-технической конференции, Москва, 2011.

[10] www.nerc.com Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability. 2010.

[11] D. Novosel, K. Vu, Benefits of PMU technology for various applications. 7-th CIGRE Symposium for power system management. 04-06.11.2006.

[12] www.naspi.org/resources/2009_march/phasorappstable_20091201.pdf. Actual and potential phasor data applications.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ИДЕНТИФИКАЦИИ И МОНИТОРИНГА НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ ПО ДАННЫМ СМПР

ОПАЛЕВ О.Л., ЖУКОВ А.В., ДУБИНИН Д.М., УТКИН Д.Н.(ОАО «СО ЕЭС»)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА
EMD, LFO, WAMS, АС СИ СМПР, НЧК, метод Прони, СМПР

ВВЕДЕНИЕ

Мировая практика подтверждает тот факт, что низкочастотным колебаниям (НЧК, англ. Low Frequency Oscillation, LFO) параметров электроэнергетического режима (ПЭР) подвержены как радиальные энергосистемы с протяженными слабыми связями, например, Канады, Австралии и Бразилии, так и небольшие кольцевые энергосистемы, например, Исландии, и высококонцентрированные энергосистемы, например, континентальной Европы. Наиболее негативным последствием слабо демпфированных колебаний является нарушение колебательной устойчивости энергосистемы, приводящее к крупной системной аварии (блэкауту). Именно такой характер носил широкоизвестный блэкаут в западно-американской энергосистеме, произошедший 10 августа 1996г. [1].

Проблематика анализа низкочастотных колебаний охватывает целый комплекс задач, начиная с идентификации НЧК, мониторинга колебательной устойчивости, верификации цифровых моделей энергосистем на основе модальных характеристик и заканчивая адаптивным управлением режимом энергосистемы в целях повышения демпферных свойств через настройку параметров регулирования АРВ синхронных генераторов электростанций, вставок и электропередач постоянного тока, средств компенсации реактивной мощности, а также управляемых элементов на базе силовой электроники (FACTS).

ОАО «СО ЕЭС» с 2006 г. ведет исследовательские работы по данному направлению, а в 2013 г. инициировало разработку ПО автоматического мониторинга низкочастотных колебаний в режиме реального времени (МНЧК) [2]. Данное ПО предназначено для своевременной идентификации наиболее опасных зон и транзитов колебаний, предоставления исчерпывающей информации о текущих параметрах колебаний в удобной визуальной форме и проведения статистического анализа изменения спектральных свойств ЕЭС России. ПО МНЧК является Приложением к Автоматической системе сбора информации от регистраторов СМПР (АС СИ СМПР), российскому аналогу системы синхронизированных векторных измерений, обладающей необходимыми преимуществами по скорости доставки данных телеметрии, дискретности и синхронизированности измерений.

Алгоритмически разрабатываемая система МНЧК опирается на сингулярный спектральный анализ Прони и модальную декомпозицию EMD (Empirical Mode Decomposition). Ключевым звеном системы является блок идентификации доминантных мод колебаний параметров электроэнергетического режима, для реализации которого разработан и апробирован алгоритм ранжирования мод по энергии.

В качестве практических результатов работы представлены результаты расчета модального состава НЧК в ЕЭС России.

КОНЦЕПЦИЯ СИСТЕМЫ МНЧК

Концепция системы МНЧК состоит в непрерывном мониторинге спектральных свойств ПЭР как в нормальных, так и аварийных режимах работы энергосистемы. При таком подходе обеспечивается постоянный контроль уровня НЧК, в том числе выявление межзональных низкочастотных колебаний мощности в целях принятия мер по снижению ограничений объемов передачи электроэнергии по транзитам и раннее обнаружение опасных нарастающих колебаний.

Разрабатываемое ПО МНЧК имеет многомодульную структуру и развитый функционал:

- Предварительная обработка входных данных: контроль выбросов и пропусков в данных, удаление трендовой составляющей, фильтрация данных. В качестве входных данных могут использоваться любые параметры электрического режима, предоставляемые АС СИ СМПР.
- Спектральный анализ ПЭР, прошедших предварительную обработку, по методу сингулярного анализа Прони. основанному на представлении аппроксимации исследуемого процесса детерминированной экспоненциальной моделью.

- Идентификация доминантных мод колебаний ПЭР. Для реализации данного звена системы разработан и апробирован на реальных данных СМПР алгоритм ранжирования модальных составляющих сигнала по энергии.
- Сигнализация при обнаружении доминантных мод с высокой энергией и положительным по величине коэффициентом демпфирования, поскольку такая ситуация может привести к нарушению колебательной устойчивости и системным авариям.

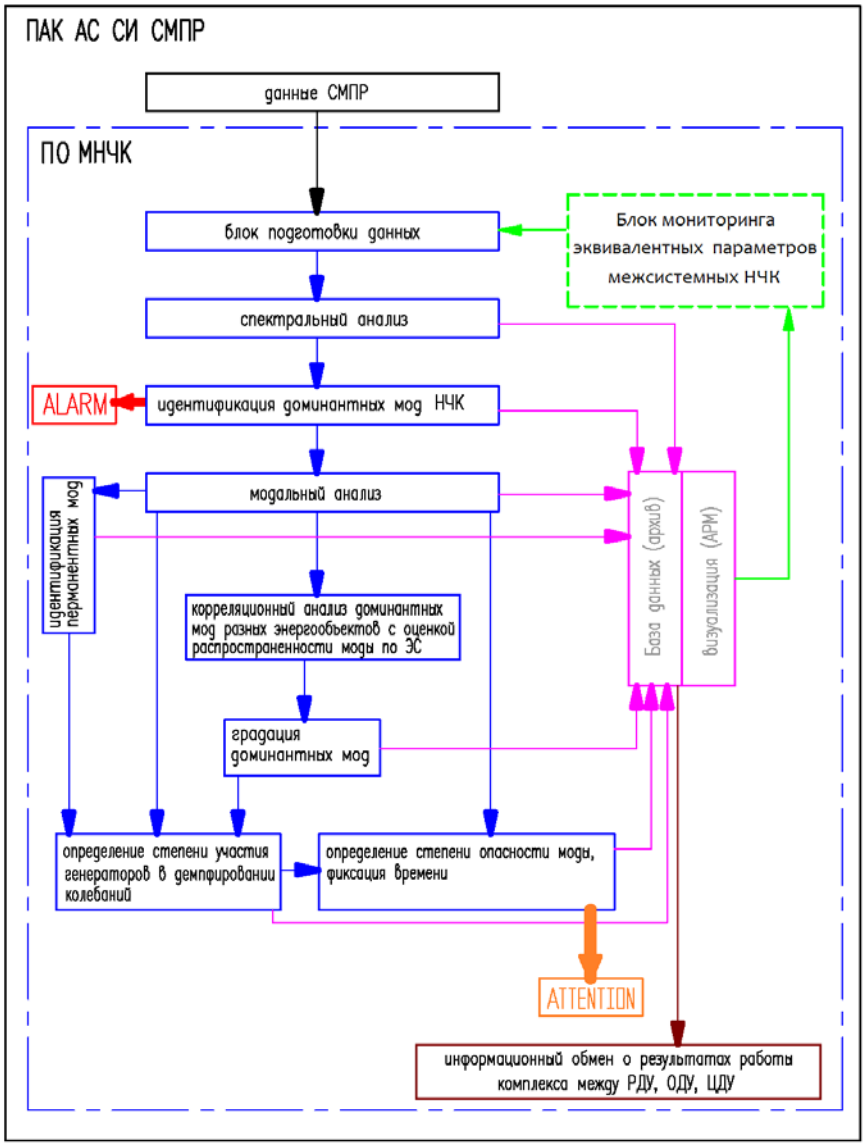


Рис. 1. Блок-схема работы ПО МНЧК

- Модальный анализ ПЭР с выделением доминантных мод НЧК на основе декомпозиции на эмпирические моды EMD. Для решения проблем концевых эффектов, смешения близких мод и влияния измерительных шумов применяются алгоритмы модификации EMD – метод коррекции концевых эффектов, процедура отсеивания по локальным «центроидам» [3], метод частотных гетеродинов [4], метод многократного добавления шумового сигнала [5].
- Определение параметров доминантных мод НЧК (частоты, амплитуды, фазы, нормированного коэффициента демпфирования моды) на основе классического преобразования Гилберта (с расчетом через прямое и обратное преобразования Фурье) и его модификаций.
- Корреляционный анализ доминантных мод НЧК с оценкой распространенности моды по энергосистеме при учете относительной фазы мод и электрической близости энергообъектов, на которых наблюдаются рассматриваемые моды. Градация колебаний по территориальному расположению (агрегатные, межмашинные, локальные, межзональные) и по фазе колебаний (синфазные, противофазные). Реализация данных функций возможна благодаря тому, что векторные данные СМПР синхронизированы по времени через сигналы глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС и GPS.

- Определение роли и степени участия генераторов (станций) в демпфировании НЧК, установление направлений распространения НЧК (алгоритмы находятся в разработке)
- Идентификация перманентных доминантных мод НЧК и формирование сигналов оповещения при приближении данных мод к границе области колебательной устойчивости

Особенностью данной архитектуры системы является наличие двойного контроля уровня колебательной устойчивости – «быстрый» и «точный»: в блоке идентификации доминантных мод производится расчет коэффициентов демпфирования с минимальной задержкой относительно времени регистрации ПЭР, а в блоке определения степени опасности сделан акцент на слежение за уровнем демпфирования перманентных мод с градацией этих мод по зонам устойчивости (безопасная зона, зона предупреждения, зона повышенного внимания).

В системе МНЧК планируется организация информационного обмена о результатах работы комплекса между уровнями диспетчерской иерархии РДУ – ОДУ - ЦДУ в заданном технологом объеме. В перспективе предполагается транспортировка существенной части функционала МНЧК на уровень концентраторов векторных данных (Phasor Data Concentrator, PDC), что позволит реализовать локальный (станционный) и зональный контроль колебаний ПЭР.

Для наглядного представления оперативно-диспетчерскому и технологическому персоналу результатов расчетных задач, ситуационной осведомленности диспетчера и повышения оперативности принятия решений разрабатывается развитая визуализация процесса мониторинга НЧК, прототипы которой представлены на рис. 2,3,4,5.

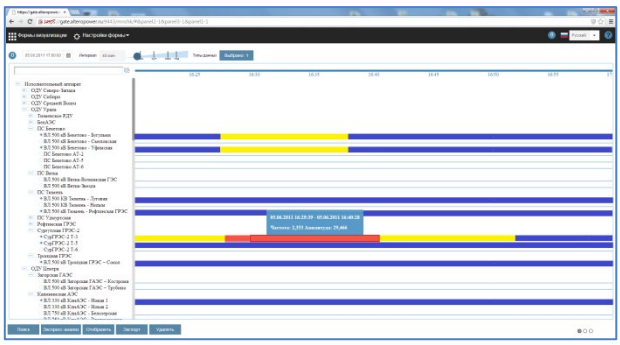


Рис. 2. Идентификация доминантных мод НЧК

Рис. 3. Модальный анализ доминантных мод

В качестве отдельного блока реализуется мониторинг эквивалентных параметров межсистемных НЧК, основными функциями которого являются определение зон колебаний и визуализация изменения эквивалентных параметров межсистемных НЧК, мониторинг уровня НЧК в контролируемых сечениях электрической сети и межзональных сечениях, а также выполнение статистического анализа поведения межсистемных НЧК.

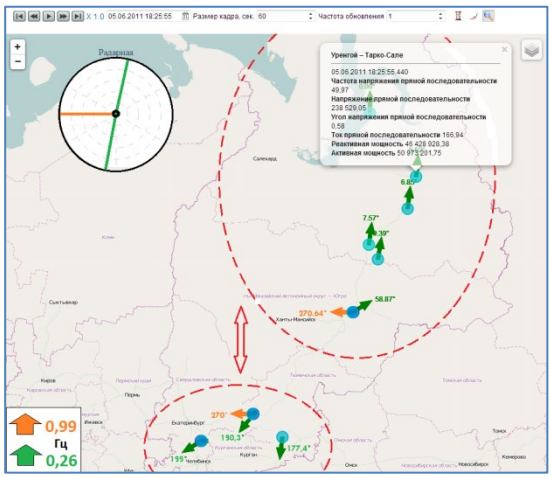


Рис. 4. Географическое положение и формы мод

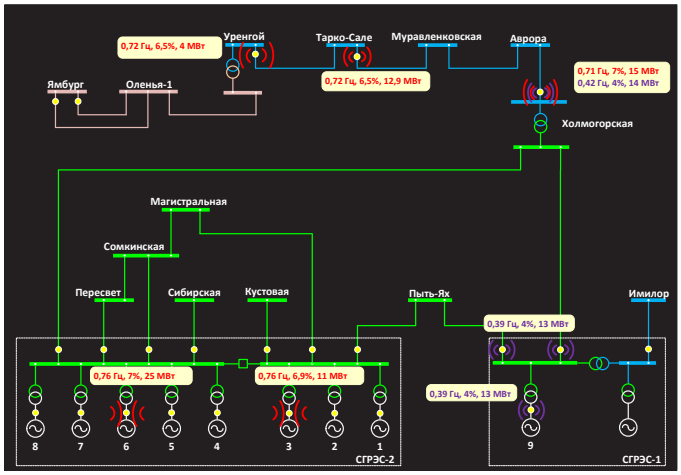


Рис. 5. Отображение НЧК на мнемосхеме сети

МЕТОД ИДЕНТИФИКАЦИИ ДОМИНАНТНЫХ МОД НЧК

Блок идентификации доминантных мод колебаний ПЭР является ключевым звеном всей системы МНЧК, поскольку позволяет в автоматическом режиме работы выявлять характерные для рассматриваемого объекта моды колебаний исходя из спектрального состава ПЭР. Для реализации данного звена системы в ОАО «СО ЕЭС» разработан алгоритм идентификации на основе ранжирования модальных составляющих сигнала по энергии и перманентности характерных мод, состоящий из следующей последовательности шагов:

1. Вычисление модального состава заданного ПЭР на заданном окне наблюдения по методу Прони [6], представляющему сигнал в виде комбинации комплексных экспонент:

$$\hat{y}(j) = \sum_{i=1}^{n_\lambda} c_i e^{j\lambda(i)\Delta t} + \epsilon(j)$$

   1.1. Формирование модели линейного предсказания сигнала и расчет коэффициентов характеристического уравнения модели, используя метод наименьших квадратов:

$$\begin{bmatrix} \hat{y}(n) \\ \hat{y}(n+1) \\ \hat{y}(n+2) \\ . \\ . \\ . \\ \hat{y}(N-1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{y}(n-1) & \hat{y}(n-2) & .. & \hat{y}(0) \\ \hat{y}(n) & \hat{y}(n-1) & .. & \hat{y}(1) \\ \hat{y}(n+1) & \hat{y}(n) & .. & \hat{y}(2) \\ . & & & \\ . & & & \\ . & & & \\ \hat{y}(N-2) & \hat{y}(N-3) & .. & \hat{y}(N-n-1) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{a}(1) \\ \hat{a}(2)) \\ \hat{a}(3) \\ . \\ . \\ . \\ \hat{a}(n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{\epsilon}(n+1) \\ \hat{\epsilon}(n+2) \\ \hat{\epsilon}(n+3) \\ . \\ . \\ . \\ \hat{\epsilon}(N) \end{bmatrix}$$

   1.2. Вычисление дискретных мод в виде корней степенного полинома, составленного по коэффициентам модели линейного предсказания:

$$\hat{z}^n - [\hat{a}_1 \hat{z}^{n-1} + \hat{a}_2 \hat{z}^{n-2} + ... + \hat{a}_n \hat{z}^0] = 0$$

   1.3. Формирование системы линейных уравнений, представляющих сигнал в виде совокупности дискретных мод, определенных на предыдущем шаге:

$$\begin{bmatrix} \hat{z}_1^0 & \hat{z}_2^0 & \hat{z}_3^0 & \dots & \hat{z}_n^0 \\ \hat{z}_1^1 & \hat{z}_2^1 & \hat{z}_3^1 & \dots & \hat{z}_n^1 \\ \hat{z}_1^2 & \hat{z}_2^2 & \hat{z}_3^2 & \dots & \hat{z}_n^2 \\ . & & & & \\ . & & & & \\ . & & & & \\ \hat{z}_1^N & \hat{z}_2^N & \hat{z}_3^N & \dots & \hat{z}_n^N \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{c}_1 \\ \hat{c}_2 \\ \hat{c}_3 \\ . \\ . \\ . \\ \hat{c}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{y}(1) \\ \hat{y}(2) \\ \hat{y}(3) \\ . \\ . \\ . \\ \hat{y}(N) \end{bmatrix}$$

   1.4. Расчет параметров мод – амплитуды, фазы, частоты, коэффициентов затухания:

$$\left.\begin{aligned} A_i &= magnitude\ of\ C_i \\ P_i &= phase\ of\ C_i \\ f_i &= \frac{1}{2\pi\Delta t}\Big(imag\big(ln(z_i)\big)\Big) \\ \sigma_i &= real\big(ln(z_i)\big) \end{aligned}\right\}$$

2. Оценивание энергии для рассчитанных мод согласно следующим выражениям [7]:
   для действительных мод:

$$E_i = \sum_{j=1}^{N} \Big(real(\hat{c}_i \hat{z}_i^j)\Big)^2$$

   для комплексно-сопряженных мод:

$$E_i = \sum_{j=1}^{N} \Big(2real(\hat{c}_i \hat{z}_i^j)\Big)^2$$

3. Сортировка модальных составляющих сигнала по энергиям с выбором наибольших по энергии мод.
4. Выявление доминантных мод НЧК в цикле: смещение скользящего окна наблюдения -› проведение вычислений согласно шагам 1-3 -› идентификация перманентных мод равных частот из перечня наибольших по энергии мод.

ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

В настоящее время проводится масштабная работа по анализу модального состава НЧК ЕЭС России, распространенности доминантных мод по операционным зонам Филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ (рис. 6), выявлению локальных мод НЧК и их параметров.

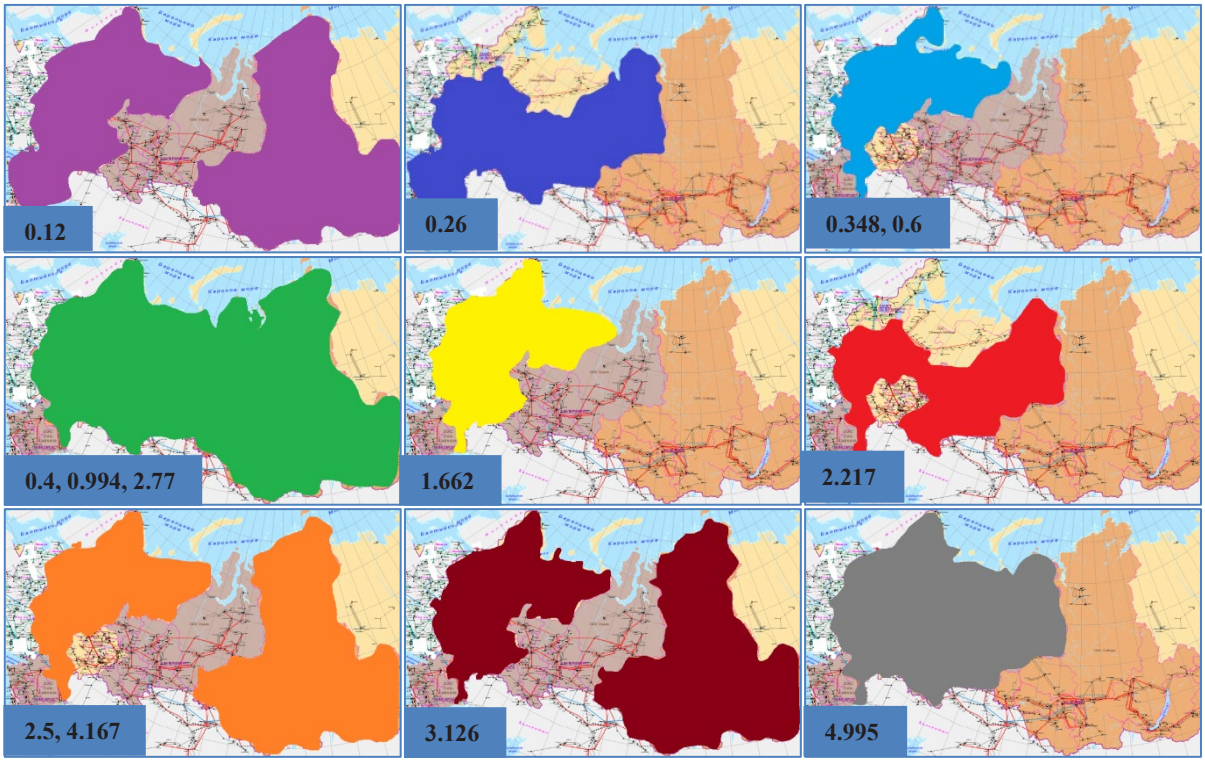


Рис. 6. Распространение межсистемных мод НЧК по операционным зонам Филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ

В качестве результатов спектрального анализа ПЭР по данных СМПР на рис. 7 представлены суточная спектрограмма частоты Кольской АЭС в диапазоне 0-5 Гц, на которой выделяются цветовой закраской доминантные моды низкочастотных колебаний, спектрограмма синхронных качаний энергоблоков Сургутской ГРЭС-2 (05.06.2011 16:24-16:34) и спектрограмма в диапазоне 0-25 Гц перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая 2, отражающая влияние нагрузки на спектральные свойства параметров электрического режима.

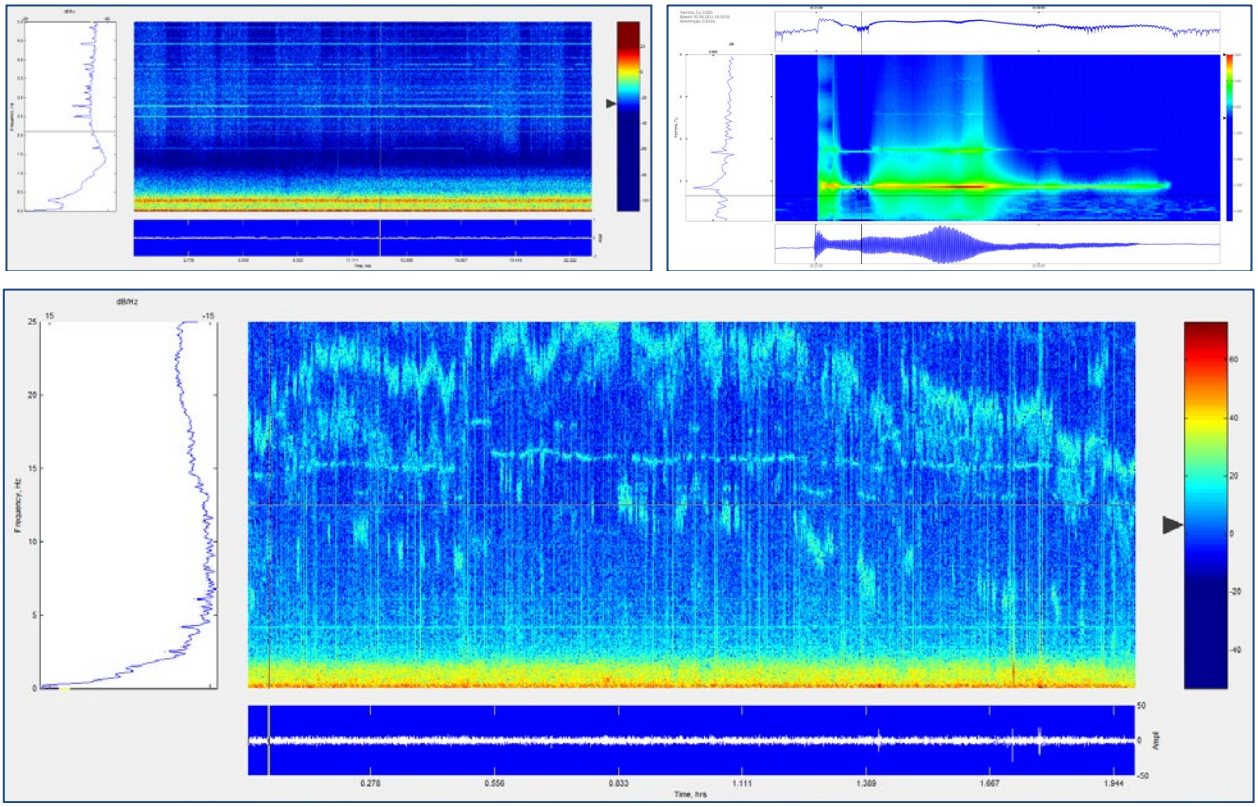


Рис. 7. Спектрограммы частоты электрического тока и активной мощности сети в ЕЭС России

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Следующим шагом в развитии функционала создаваемой системы МНЧК является разработка и реализация алгоритмов определения роли и степени участия генераторов в демпфировании НЧК, установления направлений распространения НЧК. Данная информация позволит проводить направленную коррекцию параметров регулирования АРВ синхронных генераторов электростанций с наибольшими коэффициентами влияния на конкретную доминантную моду.

Более далекой перспективой является создание локальных и централизованных систем управления АРВ генераторов, адаптивных к изменению демпферных свойств энергосистемы [8] (рис. 8), а также автоматическая верификация расчетных моделей на основе сравнения модальных характеристик цифровой модели энергосистемы и доминантных мод НЧК ПЭР по реальным измерениям СМПР.

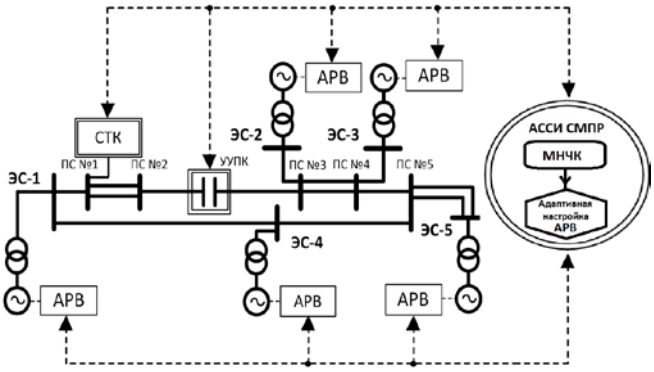


Рис. 8. Принципиальная схема адаптивной к уровню НЧК настройки АРВ

ЛИТЕРАТУРА

[1] Kosterev, D.N., Taylor, C.W., Mittelstadt, W. (1999). Model validation for the august 10, 1996 WSCC system outage. IEEE Transactions on Power Systems, 14(3):967-979.

[2] А.В. Жуков, Е.И. Сацук, Д.М. Дубинин, О.Л. Опалев. Развитие Системы мониторинга переходных режимов в ЕЭС России. Обзор задач мониторинга и управления./ Релейщик, № 2, 2013.

[3] H. Hong, X. Wang, Z. Tao, S. Du. Centroid-based sifting for empirical mode decomposition./ Journal of Zhejiang University-SCIENCE C (Computers & Electronics) №12, 2011.

[4] D.C. Yang, C. Rehtanz, Y. Li. Analysis of Low Frequency Oscillations Using Improved Hilbert-Huang Transform. 2010 International Conference on Power System Technology.

[5] Torres, M. E., Colominas, M. A., Schlotthauer, G. and Flandrin, P. A Complete Ensemble Empirical Mode Decomposition with Adaptive Noise. IEEE Ann. Int. Conf. on Acoustics, Speech and Signal Processing ICASSP'11, 4144-4147.

[6] Марпл.-мл С. Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения.-М: Мир, 1990.

[7] V.S. Patel, S.K. Bhil, F.S. Kazi, S.R. Wagh. Energy-Sorted Prony Analysis for Identification of Dominant Low Frequency Oscillations. 2013 Australian Control Conference.

[8] P. Korba, V. Knazkins, M. Larsson. Power system stabilizer with synchronized phasor measurements. 17th Power Systems Computation Conference, Stockholm Sweden, 2011.

ТРЕБОВАНИЯ ПО КАЧЕСТВУ ОБРАБОТКИ СИГНАЛОВ ДЛЯ PMU РАЗЛИЧНЫХ ОБЛАСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ

Мокеев А.В. (ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис»)

ВВЕДЕНИЕ

При расширении функциональных возможностей и областей применения устройств синхронизированных векторных измерений (АСУ ТП, АСТУ, WAMPAC, активно-адаптивные сети) необходимо учитывать дополнительные требования по качеству обработки сигналов и достоверности измерений [1-3].

Требования к статическим и динамическим характеристикам устройств векторных измерений изложены в стандарте IEEE C37.118.1 [4]. Указанный стандарт предусматривает проведение испытаний PMU в стационарных и переходных режимах и ориентирован на приложения, связанные с системами мониторинга переходных режимов. В разрабатываемом отраслевом стандарте следует отразить дополнительные требования, связанные с расширением областей применения векторных измерений.

1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ СТАНДАРТА IEEE C37.11.1

Основные положения стандарта IEEE C37.118.1 для аналогового устройства-прототипа PMU приведены в табл.1, где $x(t)$ - входной сигнал (ток или напряжение) при отсутствии помех.

Таблица 1

№	Наименование	Выражение
1	Входной сигнал и комплексная амплитуда	$x(t)=X_m(t)\cos(\psi(t))=X_m(t)\cos(\omega_1 t+\phi(t))$, $x(t)=\mathrm{Re}\left(\dot{X}(t)e^{j\omega_1 t}\right)=0,5\dot{X}(t)e^{j\omega_1 t}+0,5\bar{X}e^{-j\omega_1 t}$, $\dot{X}(t)=X_m(t)e^{j\varphi(t)}$ где $\bar{X}$ комплексно сопряженная амплитуда
2	Синхрофазор	$x(t)=X_m(t)\cos(\psi(t))=X_m(t)\cos(\omega_0 t+\varphi(t))=\mathrm{Re}\left(\sqrt{2}\dot{\mathrm{X}}(t)e^{j\omega_0 t}\right)$, $\dot{\mathrm{X}}(t)=\frac{1}{\sqrt{2}}\dot{X}(t)e^{j(2\pi f_1(t)-\omega_0)}$, $f_1(t)=\frac{1}{2\pi}\left(\omega_0+\frac{d\varphi(t)}{dt}\right)$, $\mathrm{R}(t)=\frac{df_1(t)}{dt}$
3	Алгоритм PMU	$\hat{\dot{\mathrm{X}}}(t)=k\int_{t-T}^{t}x(\tau)e^{-j\omega_0\tau}g(t-\tau)d\tau=\hat{\dot{\mathrm{X}}}_0(t)+\hat{\dot{\mathrm{X}}}_1(t)$, $\hat{\dot{\mathrm{X}}}_0(t)=k\int_{t-T}^{t}\dot{X}(\tau)e^{j(\omega_1-\omega_0)\tau}g(t-\tau)d\tau$, $\hat{\dot{\mathrm{X}}}_0(t)=0,5k\hat{\dot{X}}_0(t)e^{j(\omega_1-\omega_0)t}$, где $k=1,4142$ $\hat{\dot{\mathrm{X}}}_1(t)=k\int_{t-T}^{t}\bar{X}(\tau)e^{-j(\omega_1+\omega_0)\tau}g(t-\tau)d\tau$, $\hat{\dot{\mathrm{X}}}_1(t)=0,5k\bar{X}_1(t)e^{-j(\omega_1+\omega_0)t}$ $\hat{f}_1(t)=\frac{1}{2\pi}\left(\omega_0+\frac{d\arg\left(\hat{\dot{\mathrm{X}}}(t)\right)}{dt}\right)$, $\hat{\mathrm{R}}(t)=\frac{d\hat{f}_1(t)}{dt}$
4	Погрешность измерений	$TVE(t)=\frac{\left\lvert\hat{\dot{\mathrm{X}}}(t)-\dot{\mathrm{X}}(t)\right\rvert}{\left\lvert\dot{\mathrm{X}}(t)\right\rvert}$, $FE(t)=\left\lvert f_1(t)-\hat{f}_1(t)\right\rvert$, $RFE(t)=\left\lvert R(t)-\hat{R}(t)\right\rvert$

Амплитуда $X_m(t)$, полная фаза $\psi(t)$ и начальная фаза $\varphi(t)$ входного сигнала в общем случае являются функциями времени. Частота определяется как производная от полной фазы или представляется в виде двух слагаемых: постоянной составляющей ω_0 (номинальная частота) и переменной составляющей, являющейся производной от функции $\varphi(t)$. В этом случае говорят о т.н. мгновенной частоте [1,5]. Можно провести определенную аналогию между электромеханическими переходными процессами и узкополосными процессами в радиотехнике. В указанных случаях мгновенная частота имеет строгий физический смысл.

Синхрофазор $\dot{\mathrm{X}}(t)$ при синусоидальном входном сигнале совпадает с точностью до 0,7071 с комплексной амплитудой сигнала. С учетом зависимости амплитуды и фазы сигнала от времени комплексную амплитуду также следует принимать как функцию времени $\dot{X}(t)$. При частоте сети отличной от номинальной, в синхрофазоре $\dot{\mathrm{X}}(t)$ в отличии от комплексной амплитуды $\dot{X}(t)$ появляется дополнительная компонента, зависимая от разности частот. Это приводит к тому, что при постоянной начальной фазе сигнала и при частоте сети, отличной от номинальной, оценка (измерение) начальной фазы в PMU, будет зависеть от времени. Так как в СМПР производится вычисление разности начальных фаз напряжений от двух устройств синхронизированных векторных измерений, то условием её точного

вычисления будет равенство частот в месте установки двух PMU. В устройстве синхронизированных векторных измерений ЭНИП-3 имеется возможность коррекции измерений синхрофазора с целью измерений комплексной амплитуды $\dot{X}(t)$ вместо синхрофазора $\dot{\mathrm{X}}(t)$ [6].

Алгоритм PMU согласно IEEE C37.118 базируется на оценке синхрофазора на основе реализации оконного преобразования Фурье на номинальной частоте (п.3, табл.1). Для обеспечения более точного измерения синхрофазора вторая компонента выходного сигнала PMU $\hat{\dot{\mathrm{X}}}_1(t)$ (п.3, табл.1) должна быть подавлена усредняющим КИХ-фильтром. Входной сигнал согласно стандарта IEEE C37.118.1 представляет модулированный по амплитуде и/или по фазе синусоидальный сигнал. Из радиотехники известно, что для таких сигналов при обеспечении линейности ФЧХ фильтра в полосе пропускания и при учете группового времени задержки огибающая, фаза и частота сигнала определяются без погрешностей. Присвоение меток времени измеряемых параметров в PMU необходимо производить с учетом указанного времени задержки. В этом случае при электромеханических переходных процессах собственные переходные процессы в фильтре отсутствуют, но имеет место запаздывание в оценке параметров сигнала.

Следует отметить, что ИЭУ на основе векторных измерений должны функционировать и в условиях интенсивных электромагнитных переходных процессов. В этих случаях необходимо обеспечивать эффективную фильтрацию свободных составляющих переходных процессов. До момента завершения собственных переходных процессов в PMU оценка синхрофазора будет недостоверной из-за значительных динамических погрешностей измерений, особенно при оценке частоты. Дополнительные искажения измерений связанны с присвоением меток времени измеряемых параметрам с учетом группового времени задержки фильтра. Это приводит к тому, что по данным PMU переходный процесс в энергосистеме начинается раньше реального на время задержки [3].

2. ИСПЫТАНИЯ PMU

В табл. 2 в краткой форме описан основной объем испытаний PMU согласно стандарта IEEE C37.118.1. Испытания PMU в стационарных режимах энергосистемы успешны, если погрешности устройства *TVE*, *FE*, *RFE* меньше заданных значений при изменение амплитуды, частоты, фазы, а также при гармонических искажениях и при наличии интергармоник.

Таблица 2

№	Наименование	Выражение	Примечание
1	Стационарные режимы	$x(t) = X_m \cos(\omega_1 t + \varphi)$	
2	Амплитудно-модулированный сигнал	$\dot{\mathrm{X}}(t) = 0,7071 X_m(t) e^{j\varphi}$, $X_m(t) = X_m(1 + k_x \cos\omega_x)$, мгновенная частота $f_1(t) = \frac{\omega_0}{2\pi}$	$\varphi = 0$, $k_x = 0,1$, $\omega_x = 2\pi(0,2\ldots5)$
3	Фазовая модуляция	$\dot{\mathrm{X}}(t) = 0,7071 X_m e^{j\varphi(t)}$, $\varphi(t) = k_a \cos(\omega_a t - \pi)$ $f_1(t) = \frac{1}{2\pi}(\omega_0 - k_a \omega_a \sin(\omega_a t - \pi))$	$k_a = 0,1$, $\omega_a = 2\pi(0,2\ldots5)$
4	Изменение частоты	$\dot{\mathrm{X}}(t) = 0,7071 X_m e^{j\varphi(t)}$, $\varphi(t) = \pi R_f t^2$, $f_1(t) = \frac{\omega_0}{2\pi} + R_f t$	Линейный закон изменения частоты от 45 до 55 Гц
5	Скачкообразное изменение амплитуды	$\dot{\mathrm{X}}(t) = 0,7071 X_m(t) e^{j\varphi}$, $X_m(t) = X_m(1 + k_x 1(t))$	$k_x = 0,1$
6	Скачкообразное изменение фазы	$\dot{\mathrm{X}}(t) = 0,7071 X_m e^{j\varphi(t)}$, $\varphi(t) = k_a 1(t)$, $f_2(t) = f_0 + \delta(t)$	$k_a = 0,1$

Испытания в переходных режимах соответствуют электромеханическим переходным процессам (изменение во времени огибающей или/и фазы входного сигнала, линейный закон изменения частоты) и электромагнитным переходным процессам, связанным со скачкообразным изменением на 10 % амплитуды или фазы входного сигнала. По последним двум испытаниям оцениваются такие параметры качества переходных процессов PMU как быстродействие и перерегулирование. Следует отметить, что последние два испытания весьма ограничены по уровню в отличии от реальных электромагнитных переходных процессов в энергосистеме. Кроме того, скачкообразное изменение амплитуды или фазы напряжения (тока) промышленной частоты всегда сопровождается появлением свободных составляющих переходных процессов.

Ранее уже указывалось о несоответствии ”идеализированной” модели оценки синхрофазоров (п.2 табл.1), ориентированных на электромеханические процессы, электромагнитным переходным процессам. Так в последнем испытании мгновенная частота в момент резкого изменения фазы (п.2 табл.1) равна бесконечности, а в реальных

устройствах указанный ”скачок” частоты сглаживается вследствие инерционности PMU и наличию свободных составляющих переходных процессов.

При расширении области применения ИЭУ на основе векторных измерений необходимо учитывать динамические погрешности измерений при оценке синхрофазоров и частоты при электромагнитных процессах, обеспечивать эффективное подавление свободных составляющих переходных процессов. Для устройств релейной защиты и автоматики необходимо учесть дополнительные требования, связанные с обеспечением необходимого уровня достоверности измерений и качества обработки сигналов в условиях интенсивных электромагнитных переходных процессов.

3. ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВАМ РАЗЛИЧНОГО ФУНКЦИОНАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

При разработке отраслевого стандарта по PMU предлагается расширить число классов устройств векторных измерений в зависимости от области применения и конкретных условий эксплуатации.

Испытания PMU на соответствие требованиям систем мониторинга переходных режимов (СМПР) в настоящее время определяется стандартом IEEE C37.118.1 [4]. Вместе с тем в отраслевом стандарте целесообразно внести изменения, связанные с испытаниями PMU в стационарных режимах. Данные испытания необходимо производить исходя из реальных уровней гармоник и интергармоник в токах и напряжениях, а также учесть погрешности измерений при изменении частоты гармоник, связанное с изменением основной частоты. Так же необходимо привести в соответствие диапазоны изменения напряжения для PMU классов P и M.

Одной из наиболее привлекательных областей применения ИЭУ на основе технологии векторных измерений являются автоматизированные системы технологического управления [3,7]. Для разработки и производства недорогих массовых устройств синхронизированных векторных измерений в составе АСТУ необходимо ослабление требований по точности измерений в нижних диапазонах измерений тока и напряжения. Метрологические характеристики таких устройств должны соответствовать характеристикам измерительных трансформаторов тока класса точности 0,2S или 0,5S и трансформаторов напряжения классов точности 0,2 или 0,5, у которых в диапазонах малых напряжений (токов) допускается значительное повышение погрешности измерений. Так для измерительных трансформаторов напряжения класса точности 0,5 допустимая погрешность измерений по напряжению составляет ±0,5, по углу $\pm 20'$ (0,006 рад.), что соответствует TVE=0,782. А при $U \le 0,1U_{ном}$ допустимая погрешность в 2 раза больше (TVE=1,564).

Наиболее перспективные области применения технологии векторных измерений связаны с устройствами релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики [1]. Если требования к ИЭУ для режимной автоматики во многом совпадают с требованиями для ИЭУ для СМПР и АСТУ, то для устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики необходимо существенная переработка требований по качеству обработки сигналов, прежде всего связанных с ужесточением требований по быстродействию с одновременным ослаблением требований по точности измерений, обеспечению достоверности измерений синхрофазоров в условиях интенсивных электромагнитных и электромеханических переходных процессов.

Современные испытательные установки фирм ООО “НПП “Динамика”, OMICRON electronics GmbH, RTDS Technologies Inc. позволяют обеспечить необходимые испытания ИЭУ различного функционального назначения в переходных режимах работы энергосистем, в т.ч. ИЭУ с поддержкой шины процесса согласно МЭК 61850-9-2.

Наряду с испытаниями ИЭУ необходимо активнее использовать математическое моделирование как более доступный способ анализа работы ИЭУ в различных режимах работы.

4. РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ АНАЛИЗА ИЭУ

В ИЭУ производятся измерения синхрофазоров тока и напряжения, которые в ряде режимов энергосистемы пропорциональны комплексным амплитудам токов и напряжений. Алгоритм PMU (п.3, табл.1) можно разбить на две операции: перемножение входного сигнала на комплексную экспоненциальную функцию с последующей обработкой сигнала усредняющим КИХ-фильтром с импульсной функцией $g(t)$ и длиной фильтра T. Именно фильтры определяют динамические свойства ИЭУ различного функционального назначения.

Математическое моделирование ИЭУ возможно при условии предоставления производителями математического описания используемых усредняющих КИХ-фильтров. В качестве положительного примера можно привести PMU американской фирмы Arbiter [8].

Анализ функционирования ИЭУ при изменении параметров полезного сигнала и составляющих помех требует большого объема вычислений, а эффективные методов анализа, позволяющие получать в явном виде выражения для синхрофазоров аналогично тому, как это имеет место в символическом методе, отсутствуют.

Следует отметить, что в определенной степени обобщение метода комплексных амплитуд выполнено в работах П.Н. Матханова [9] и ряда других авторов. В частности, предложено распространение символического метода для определения принужденной составляющей для сигнала в виде затухающей колебательной составляющей. Это существенно расширяет область применения символического метода, но, к сожалению, практически не используется в научной и инженерной практической деятельности. Среди работ в указанном направлении следует отметить работы, выполняемые на кафедре “Релейной защиты и автоматизации энергосистем ” НИУ “МЭИ” [10].

Дальнейшее расширение области применения символического метода связано с особенностями спектральных представлений сигналов и линейных систем в координатах комплексной частоты [11,12]. Эффективное решение задачи

анализа функционирования PMU может быть выполнено на основе разработанных автором методов анализа аналоговых и цифровых (дискретных) фильтров с "полубесконечной" или финитной импульсной функцией, основанных на спектральных представлениях преобразования Лапласа [11-14].

Рассмотрим применение одного из указанных методов, основанного на распространении частотно-временного подхода на передаточную функцию фильтра

$$K(p,t)=\int_0^t g(\tau)e^{-p\tau}d\tau .$$

В этом случае вычисление комплексной амплитуды при модели сигнала, принятого в стандарте IEEE C37.118.1, может быть выполнено на основе зависимостей, предложенных автором в работах [12,14]. В общем случае выражения для комплексных амплитуд первой и второй компонент синхрофазора

$$\hat{\dot{X}}_0(t)=\int_0^t \dot{X}(\tau)K'\left(j\left(\omega_1-\omega_0\right),t-\tau\right)d\tau,\ \hat{\dot{X}}_1(t)=\int_0^t \bar{X}(\tau)K'\left(-j\left(\omega_1+\omega_0\right),t-\tau\right)d\tau$$

где $K'\left(p,t\right)=\dfrac{d}{dt}K\left(p,t\right)$.

Для случая $\dot{X}(t)=\text{const}$ имеет место более простая зависимость

$$\hat{\dot{X}}_0(t)=\dot{X}\cdot K\left(j\left(\omega_1-\omega_0\right),t\right),\ \hat{\dot{X}}_1(t)=\bar{X}\cdot K\left(-j\left(\omega_1+\omega_0\right),t\right).$$

При этом в комплексной амплитуде $\hat{\dot{X}}(t)$ заключена информация о принужденной и свободной составляющей переходного процесса в фильтре. Для случая $\dot{X}(t)=\text{const}$ при $t\to\infty$ указанная функция $\hat{\dot{X}}(t)$ соответствует обычной комплексной амплитуде принужденной составляющей $\hat{\dot{X}}_{\text{пр}}=\dot{X}\cdot K\left(j\left(\omega_1-\omega_0\right)\right)$. Свободная составляющая реакции фильтра может быть найдена как $\hat{\dot{X}}_{\text{св}}(t)=\hat{\dot{X}}(t)-\hat{\dot{X}}_{\text{пр}}(t)$ или прямыми методами, рассмотренными автором в работах [11-14].

Вычисление синхрофазора

$$\hat{\dot{\mathrm{X}}}(t)=0,7071\hat{\dot{X}}_0(t)e^{j(\omega_1-\omega_0)t}+0,7071\hat{\dot{X}}_1(t)e^{j-(\omega_1+\omega_0)t}$$

Рассмотрим анализ функционирования PMU при сложных сигналах, например для сигналов из набора затухающих колебательных составляющих с переменными параметрам

$$x(t)=\mathrm{Re}\left(\dot{\mathbf{X}}(t)^{\mathrm{T}}e^{\mathbf{p}t}\right)=0,5\dot{\mathbf{X}}(t)^{\mathrm{T}}e^{\mathbf{p}t}+0,5\bar{\mathbf{X}}(t)^{\mathrm{T}}e^{\bar{\mathbf{p}}t},$$

где $\dot{\mathbf{X}}(t)=\left[\dot{X}_n(t)\right]_N=\left[X_{m_n}(t)e^{-j\varphi_n(t)}\right]_N$, $\mathbf{C}=\left[1\right]_N$, $\mathbf{p}=\left[p_n\right]_N=\left[-\beta_n+j\omega_n\right]_N$, $\mathbf{P}=\mathrm{diag}\left(\mathbf{p}\right)$.

Частными случаями затухающей колебательной составляющей являются единичный скачок, "полубесконечная" синусоидальная составляющая, экспоненциальная составляющая. С помощью набора указанных составляющих могут быть описаны большинство реальных входных сигналов ИЭУ.

Векторы комплексных амплитуд, определяющих синхрофазор

$$\hat{\dot{\mathbf{X}}}_0(t)=\int_0^t \mathrm{diag}\left(\dot{\mathbf{X}}(\tau)\right)K'\left(\mathbf{p}-\mathbf{C}j\omega_0,t-\tau\right)d\tau,\ \hat{\dot{\mathbf{X}}}_1(t)=\int_0^t \mathrm{diag}\left(\bar{\mathbf{X}}(\tau)\right)K'\left(\bar{\mathbf{p}}-\mathbf{C}j\omega_0,t-\tau\right)d\tau \qquad (1)$$

Последние выражение могут быть преобразованы следующим образом

$$\hat{\dot{\mathbf{X}}}_0(t)=\int_{t-T}^t \mathrm{diag}\left(\dot{\mathbf{X}}(\tau)\right)K_1'\left(\mathbf{p}-\mathbf{C}j\omega_0,t-\tau\right)d\tau,\ \hat{\dot{\mathbf{X}}}_1(t)=\int_{t-T}^t \mathrm{diag}\left(\bar{\mathbf{X}}(\tau)\right)K_1'\left(\bar{\mathbf{p}}-\mathbf{C}j\omega_0,t-\tau\right)d\tau$$

где $K_1'\left(p,t\right)$ - первый набор компонентов для производной зависимой от времени передаточной функции (второй набор необходим для обеспечения конечной длины импульсной характеристики фильтра [11]).

При $\dot{\mathbf{X}}(t)=\text{const}$ выражения (1) для определения векторов комплексных амплитуд существенно упрощаются

$$\hat{\dot{\mathbf{X}}}_0(t)=\mathrm{diag}\left(\dot{\mathbf{X}}\right)K\left(\mathbf{p}-\mathbf{C}j\omega_0,t\right),\ \hat{\dot{\mathbf{X}}}_1(t)=\mathrm{diag}\left(\bar{\mathbf{X}}\right)K\left(\bar{\mathbf{p}}-\mathbf{C}j\omega_0,t\right). \qquad (2)$$

При этом значение модуля функции $K(p_n,t)$ на комплексной частоте *n*-й составляющей входного сигнала описывает закон изменения огибающей *n*-ой составляющей выходного сигнала фильтра, а ее аргумент - изменение фазы указанной выше компоненты выходного сигнала. Таким образом, используемые частотно-временные представления на основе преобразования Лапласа позволяют значительно сократить объемы вычислений при анализе функционирования PMU и позволяют использовать эффективные методы экспресс-анализа при использовании частотных характеристик фильтров в координатах комплексной частоты [11,12].

Зависимости (2) могут быть использованы для анализа функционирования ИЭУ в различных режимах работы энергосистем, а также для большинства тестов IEEE C37.118.1. В других случаях для оценки вектора комплексных амплитуд необходимо воспользоваться выражением (1), которое для ряда сигналов может также быть упрощено.

Приведем ряд примеров, когда во входные сигналы ИЭУ могут быть описаны набором затухающих колебательных составляющих или частных случаев таких составляющих (табл.3). Первые два примера соответствуют испытаниям IEEE C37.118.1 (пп.1,2 табл.3). Другие два примера в табл.3 связаны с работой АВР и электромагнитным переходным процессом.

Таблица 3

№	Наименование	Выражение
1	Амплитудно-модулированный сигнал	$x(t)=0,5\dot{\mathbf{X}}^{\mathrm{T}}e^{\mathbf{p}t}+0,5\bar{\dot{\mathbf{X}}}^{\mathrm{T}}e^{\bar{\mathbf{p}}t}$, $\dot{\mathbf{X}}=\left[X_m \quad k_xX_m \quad k_xX_m\right]^{\mathrm{T}}$, $\mathbf{p}=\left[j\omega_0 \quad j(\omega_0+\omega_x) \quad j(\omega_0-\omega_x)\right]^{\mathrm{T}}$
2	Фазовая модуляция	$x(t)\approx 0,5\dot{\mathbf{X}}^{\mathrm{T}}e^{\mathbf{p}t}+0,5\bar{\dot{\mathbf{X}}}^{\mathrm{T}}e^{\bar{\mathbf{p}}t}$ (погрешность менее 0,02 %) $\dot{\mathbf{X}}=X_m\left[-0,1249\cdot10^{-2} \quad 0,05e^{j0,5\pi} \quad 0,49875 \quad -0,05e^{j0,5\pi} \quad -0,1249\cdot10^{-2}\right]^{\mathrm{T}}$, $\mathbf{p}=\left[j(\omega_0-2\omega_a) \quad j(\omega_0-\omega_a) \quad j\omega_0 \quad j(\omega_0+\omega_a) \quad j(\omega_0+2\omega_a)\right]^{\mathrm{T}}$
3	Работа АРВ	$x(t)=X_m\left(1-0,9e^{-\beta_1 t}\right)\cos\omega_1 t$, $\dot{\mathbf{X}}=X_m\left[1 \quad -0,9\right]^{\mathrm{T}}$, $\mathbf{p}=\left[j\omega_0 \quad -\beta_1+j\omega_0\right]^{\mathrm{T}}$
4	Электромагнитный переходный процесс	$x(t)=X_m\cos(\omega_1 t-\varphi_1)-X_0e^{-\beta_1 t}$, $\dot{\mathbf{X}}=\left[X_m \quad -X_0\right]^{\mathrm{T}}$, $\mathbf{p}=\left[j\omega_0 \quad -\beta_1\right]^{\mathrm{T}}$

Методы обработки осциллограмм реальных электромеханических или электромагнитных процессов также позволяют представить исследуемые процессы набором затухающих колебательных составляющих. В качестве примера можно сослаться на работу [15].

В ряде случаев целесообразно пользоваться моделью сигнала, учитывающей последовательно нескольких режимов энергосистем. В этом случае приведенные выше зависимости справедливы, если каждый режим может быть представлен последовательностью финитных затухающих колебательных составляющих, в том числе и в тех случаях, когда амплитуды и начальные фазы являются функциями времени [12,14].

При электромеханических переходных процессах PMU производит оценку синхрофазора без динамических искажений, а при моделировании в начальный моменты имеет место переходный процесс в PMU. Для исключения электромагнитного переходного процесса в фильтрах PMU, вызванного скачкообразным изменением параметров сигнала в нулевой момент времени, в выражениях (1) необходимо вместо $K(p,t)$ использовать $K(p)$, а в общем случае (1) необходимо вести расчет при $t\geq T$.

Вычисление синхрофазора после определения векторов комплексных амплитуд $\hat{\dot{\mathbf{X}}}_0(t)$ и $\hat{\dot{\mathbf{X}}}_0(t)$ производится согласно следующего выражения

$$\hat{\mathrm{X}}(t)=0,7071\hat{\dot{\mathbf{X}}}_0^{\mathrm{T}}(t)e^{(\mathbf{p}-\mathbf{C}j\omega_0)t}+0,7071\hat{\dot{\mathbf{X}}}_1^{\mathrm{T}}(t)e^{(\bar{\mathbf{p}}-\mathbf{C}j\omega_0)t}.$$

Приведенные выше выражения для аналогового устройства-прототипа PMU могут быть распространены на цифровые (дискретные) устройства [12,13].

Рассмотренные методы анализа функционирования PMU можно рассматривать как развитие метода комплексных амплитуд применительно к анализу электромеханических и электромагнитных переходных процессов. Применение указанных методов обеспечивает значительное сокращение объема вычислений при анализе работы ИЭУ, упрощает формализацию требований для синтеза цифровых фильтров PMU, в том числе связанных с обеспечением необходимого быстродействия при заданных требованиях по точности измерений, минимизацией группового времени задержки [16].

ЛИТЕРАТУРА

[1] Héctor J. Altuve Ferrer, Edmund O. Schweitzer, III et al. Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems / SEL, 2010. – P. 361.
[2] Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин Д.М. Развитие технологий мониторинга и управления в ЕЭС России на базе системы мониторинга переходных режимов // Сб. межд. научно-техн. конф. “Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем”. – Екатеринбург, 2013.
[3] Мокеев А.В. Повышение достоверности измерений PMU для улучшения оценки состояния энергосистем // Сб. докладов международного научного семинара им. Ю.Н.Руденко “Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики”. – Иркутск, 2013.
[4] IEEE C37.118.1-2011 // Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.
[5] Баскаков С.И. Радиотехнические цепи и сигналы. – М.: Высш. школа, 2005. – 462 с.
[6] Бовыкин В.Н., Миклашевич А.В., Мокеев А.В., Ульянов Д.Н. Устройства синхронизированных векторных измерений с поддержкой стандартов IEEEC37.118 и IEC 61850 // Сб. межд. научно-техн. конф.“Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем”. – Екатеринбург, 2013.
[7] Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы на основе интеграции данных SCADA и PMU. Электричество. 2009. – № 6. – С. 2-9.

[8] Model 1133A Power Sentinel. Power Quality/Revenue Standard. Operation manual. Arbiter Systems, Inc., Paso Robles, CA 93446. U.S.A.
[9] Матханов П.Н. Основы анализа электрических цепей. Линейные цепи. – М.: Высш.шк., 1990.
[10] Максимов Б.К., Арцишевский Я.Л., Климова Т.Г., Журавлев Д.М. идр.. Методика измерений электрических величин в гипервекторной форме // Известия вузов. Электромеханика. Спецвыпуск. Электроснабжение, 2009, с. 38-40.
[11] Digital Filters / A.V. Mokeev and etc., Ed. F.P.G. Márquez. – Rijeka, InTech, 2011. – 290 c. (ch. 2. Pp. 27-52.).
[12] Digital Filters and Signal Processing/ A.V. Mokeev and etc., Ed. F.P.G. MárquezandN. Zaman. – Rijeka, InTech, 2012. – 307 p. (ch.4, Pp. 81-107).
[13] Ванин В.К., Мокеев А.В., Попов М.Г. Аналоговые и цифровые фильтры в измерительных устройствах и устройствах автоматики энергосистем. СПб., Изд-во Политехн. ун-та, 2008. 196 с.
[14] Мокеев А.В. Методы анализа частотных фильтров ИЭУ энергосистем // Электромеханика – 2013. - № 1. - С. 92-94.
[15] Бердин А.С., Коваленко П.Ю., Герасимов А.С., Захаров Ю.П., Шубин Н.Г. Методы исследования нелинейных и нестационарных свойств низкочастотных колебаний в энергосистеме// Сб. межд. научно-техн. конф.“Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем”. – Екатеринбург, 2013.
[16] Mokeev A.V. Optimal filter synthesis // in Proc. IEEE International Siberian Conference on Control and Communications, SIBCON-2013. – Krasnoyarsk, 2013. – Pp.1-4.

СВЕДЕНИЕ ОБ АВТОРЕ

Мокеев Алексей Владимирович - докт. техн. наук, заместитель генерального директора ЗАО ”Инженерный центр ”Энергосервис”, доцент кафедры ”Электроснабжение промышленных предприятий”Северного (Арктического) федерального университета

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СМПР В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Небера А. А., Шубин Н. Г. (ЗАО «РТСофт»)

1. ВВЕДЕНИЕ

Системы мониторинга переходных режимов (СМПР или WAMS), базирующиеся на синхронизированных векторных измерениях параметров электрического режима (СВИ или PMU-измерениях), пока не находят широкого применения в отечественных электрических сетях. Данному факту имеется рациональное объяснение – в текущих условиях для практического применения таких систем не сложились достаточные технологические и экономические основания.

Действующие распределительные сети (РС) адаптированы к сегодняшним фактическим требованиям потребителей и этому их состоянию соответствует стоимость оказываемых ими сетевых услуг. Любые значимые изменения в технологиях обуславливают соответствующие изменения в стоимости сетевых услуг, поэтому для внедрения революционных технологических инноваций, к числу которых, безусловно, относятся WAMS- технологии, нужен серьезный повод.

2. ТЕНЕНЦИИ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Конфигурация РС определяются территориальным размещением электропотребления, а их технологии находятся в зависимости от прогресса электротехнического оборудования, информационно-коммуникационных систем и технологий потребления электроэнергии.

Основные направления развития современного общества характеризуются:

- желанием населения жить за пределами перегруженных мегаполисов, стремлением к выносу промышленности и ее инфраструктуры за пределы городской черты;
- ростом электровооруженности домашних хозяйств и культурно-спортивно-развлекательных предприятий, преобладанием нелинейных электрических нагрузок как в бытовом секторе, так и во многих отраслях производства, неизбежно приводящих к все возрастающим проблемам с качеством электроэнергии;
- повышением КПД и встречным снижением себестоимости распределенной и ВИЭ-генерации (РГ), особенно – ко- и тригенерации, формированием широкого рыночного предложения оборудования РГ при встречном росте потенциального спроса со стороны потребителей электроэнергии.

Потребность общества в расширении жизненного пространства за пределы мегаполисов может послужить поводом, который приведет к качественному изменению требований к РС и, как следствие, к существенному изменению подходов к их формированию. В первую очередь, перемещение значительных потребительских нагрузок из центров питания внутри городов в сети среднего и низкого напряжения пригородных территорий повлечет за собой потребность в усиленном сетевом строительстве. Очевидно, что при сохранении действующих подходов к проектированию электрических сетей в части обеспечения надежности электроснабжения и качества электроэнергии, которые обеспечиваются в основном за счет сетевого резервирования, затраты на строительство новых сетей приведут к дальнейшему росту доли сетевой составляющей в цене на электроэнергию для конечных потребителей. Для обеспечения нормируемых показателей надежности электроснабжения и качества электроэнергии, учитывая необходимость сдерживания роста сетевых тарифов, потребуется изменить требования к проектированию РС. В частности, возможно снижение требований по обязательному строительству новых ЛЭП в тех случаях, когда дефицит баланса мощности на территории может быть закрыт путем присоединения РГ и/или посредством энергоэффективных технологий.

Новые условия функционирования РС будут характеризоваться повышенной скоростью реакций и сложностью, вызванных тем, что присоединяемая к сетям РГ располагает малыми постоянными инерции и разнородными локальными системами регулирования. Повышение динамичности и сложности объекта управления влечет за собой необходимость изменения оперативно-технологического и автоматического управления РС. Как следствие, в требованиях к проектированию РС повысится роль технических средств автоматического регулирования напряжения, компенсации реактивной мощности, управления качеством электроэнергии; противоаварийного и послеаварийного управления.

Потребуется повысить интеллектуальность управляющих системы РС. Для этого они должны быть обеспечены полной информацией, доставляемой с темпом, превышающим возможности SCADA-систем. Такими возможностями в полной мере обладают WAMS-технологии, которые могут стать реальной интеллектуальной информационной платформой для системы управления современными РС.

3. АНАЛИЗ ПРИКЛАДНЫХ ФУНКЦИЙ СМПР ДЛЯ РС

Анализ выполнен в отношении перспективных РС, предназначенных для обслуживания распределенного электропотребления, обеспечивающих нормированные надежность электроснабжения и качество электроэнергии за счет интеграции РГ, средств накопления энергии, быстродействующих средств регулирования реактивной мощности и иных элементов smart grid.

3.1. Использование СМПР при управлении РС с присоединенной распределенной генерацией

Присоединение к РС потребительской и иной генерации изменит привычную ситуацию, возникающую при сетевых отключениях в радиальной сети. Отключения питания со стороны головных участков РС будут приводить не к простому погашению отдельных ее участков, а к разделению на множество фрагментов (островов), часть из которых будет все же погашена, но часть продолжит функционирование в изолированном режиме с собственной частотой и уровнями напряжения. Восстановление целостной работы РС без специальной технологии, которая может быть построена на платформе СМПР, вызовет значительные трудности из-за необходимости подгона частоты и векторов напряжения на границах синхронизации. В отсутствие означенной WAMS-технологии попытка «вслепую» включить остров в противофазе может заканчиваться нарушением устойчивости параллельной работы генераторов, а возможно, и порчей оборудования. В состав WAMS-технологии войдут функции:

1. **Детекция изолированных фрагментов энергосистемы.** Функция поддерживает быстрое обнаружение фактов образования островов, сигнализацию об этих фактах, а также визуализацию информации, характеризующую параметры электрического режима на островах. Функция способствует сокращению продолжительности нештатных ситуаций, снижению вероятности ошибочных действий персонала и автоматических устройств (например, АПВ или АВР), предотвращению развития аварийных ситуаций, сокращению продолжительности перерывов питания потребителей.

Факт образования острова устанавливается при обнаружении разности электрических частот и/или наличии устойчивого «вращения» относительных углов между фазорами напряжения в точках размещения измерительных преобразователей СВИ (phasor measurement unit, PMU). Часть точек размещения PMU-измерений должны располагаться в хорошо наблюдаемой области сети, например на шинах магистральных ПС, другая – в точках присоединения РГ. В качестве дополнительных данных, подтверждающих факт выделения острова, а также позволяющих определить его границы, должны использоваться ТС, а также расчетные критерии, отражающие существенное изменение корреляционных или функциональных связей между параметрами режима внутри и вне острова.

2. **Мониторинг допустимых условий синхронизации островов.** Функция предназначена для обеспечения информационной осведомленности дежурного персонала центров управления за выполнением автоматических процедур синхронизации островов сети и для организации дистанционной синхронизации островов в случае, если автоматические процедуры не обеспечивают условий для фактической синхронизации.

Синхронизация островов должна сводиться к автоматическим процессам, осуществляемым при выполнении условий:

- частота в синхронной зоне энергосистемы восстановлена и в течение заданного времени находится на уровне не ниже заданной величины;
- разности частот и векторов напряжений в синхронной части энергосистемы и в острове находятся в пределах заданной величины.

Если синхронизация островов нежелательна, система автоматической синхронизации должна дистанционно блокироваться с центров управления.

3. **Управление синхронизацией.** Если автоматическая синхронизация острова не осуществляется из-за низкой частоты в синхронной части энергосистемы, дежурный персонал сетей не производит никаких действий.

Если автоматическая синхронизация острова не осуществляется из-за низкой частоты на острове или из-за недопустимой разности векторов напряжения в граничных точках энергосистемы и острова, персонал центров управления должен принять меры к восстановлению частоты или напряжения на острове, воздействуя дистанционно или через персонал ОВБ на средства регулирования напряжения, нагрузку генерации и потребления. Объем воздействий должен определяться автоматически с учетом статических характеристик нагрузки в островах по частоте и напряжению, автоматически уточняемых по фактическим СВИ.

3.2. Мониторинг допустимых условий переноса точек секционирования сетевых транзитов

В ЕЭС России имеется большое количество нормально разомкнутых транзитов 110–220 кВ, соединяющих различные части энергосистем, энергосистемы между собой и объединенные энергосистемы. В ходе эксплуатации возникает потребность в периодическом переносе точек разрыва на указанных транзитах. В ряде случаев перенос точек секционирования сопровождается погашением потребителей, в других случаях погашения потребителей можно избегать.

Функция предоставит дежурному персоналу информацию о наличии синхронизма и о величине разности между векторами напряжения по модулю и углу на полюсах отключенных выключателей. Этой информации достаточно для выбора рационального способа переноса точки секционирования с наименьшим ухудшением условий электроснабжения потребителей.

3.3. Мониторинг перегрузочной способности электротехнического оборудования по току и продолжительности работы при повышенных напряжениях

Функция предназначена для непрерывного пофазового контроля токовой нагрузки и напряжения на электрооборудовании. Функция автоматически формирует отчеты об использовании перегрузочной способности оборудования, сигнализирует о приближении допустимых границ и/или о наступлении фактов перегрузок, повышенных уровней напряжения и недопустимых несимметрий напряжений и токов.

В отличие от функций мониторинга, реализуемых в SCADA-системах, применение WAMS-технологии позволит выявлять и фиксировать кратковременные токовые перегрузки и отклонения напряжения, допустимые в течение секунд и долей секунды, определять перегрузки или перенапряжения, разрешенные при различных условиях предшествующего режима оборудования, фиксировать несимметричные режимы.

Данные, формируемые функцией, могут использоваться в системах ограничения перегрузок и стабилизации напряжения, позволят выявлять проблемные области сети для установки систем регулирования, формировать отчеты, а в перспективе – аналитические выкладки о влиянии условий эксплуатации оборудования на изменение срока его службы и показатели отказов.

3.4. Мониторинг устойчивости нагрузки по напряжению

Функция предназначена для мониторинга устойчивости нагрузки ответственных потребителей, чувствительных к снижению напряжения.

Стандартные функции мониторинга напряжения, реализуемые в SCADA-системах, позволяют отслеживать случаи понижения уровня напряжения до заранее заданных величин. В реальных условиях заранее рассчитанные допустимые уровни напряжения могут быть как завышенными, так и заниженными. Первый случай чреват нарушением устойчивости нагрузки и соответствующими сбоями технологического цикла у потребителей. Второй будет приводить к излишним ограничениям режима.

Применение функции позволит объективно выявлять и контролировать фактически опасные понижения напряжения в сети, в том числе предупреждать тревожное развитие режимной ситуации. Функция может использоваться в системах стабилизации напряжения, а также позволяет выявлять проблемные области сети для установки там соответствующих систем стабилизации или кондиционирования.

Для каждого узла, входящего в куст распределительной сети, в котором размещены PMU-измерения, рассчитывается индекс устойчивости нагрузки. Точки предпочтительного размещения PMU-измерений определяются на основе предварительного изучения характера взаимных зависимостей между модулями напряжений внутри куста. При наличии жестких взаимных зависимостей между модулями напряжения общее количество точек измерений может быть соответственно сокращено. Индекс устойчивости каждой нагрузки определяется соотношением между: а) полным эквивалентным сопротивлением внешней сети (Thevenin-эквивалент) и б) полным сопротивлением нагрузки, которые автоматически рассчитываются в темпе реального времени на основании PMU-измерений. Нормальный режим характеризуется ситуацией, когда сопротивление внешнего эквивалента значительно превышает сопротивление нагрузки. С ростом потребления полное сопротивление нагрузки снижается. При достижении равенства сопротивлений наступает предел устойчивости нагрузки.

Для узлов с минимальными индексами устойчивости также в темпе реального времени определяются фактические запасы устойчивости, которые визуализируются для дежурного персонала в виде графической зависимости «активная мощность – модуль напряжения».

3.5. Мониторинг низкочастотных колебаний

Функция предназначена для непрерывного контроля за появлением в сетях опасных низкочастотных колебаний (НЧК) параметров электрического режима (частоты, потоки мощности, векторы напряжений и токов), которые могут возникать в условиях присоединения к РС генерации и нагрузок, приводимых синхронными двигателями.

Стандартные функции мониторинга, реализуемые в SCADA-системах, не обеспечивают выявления НЧК. Однако скрытое наличие этих колебаний, тем не менее, существенно снижает пропускную способность электрических сетей. Функция позволит выявлять наличие и численные характеристики доминирующих составляющих (мод) НЧК, в том числе параметры их затухания. Снижение способности демпфировать НЧК свидетельствует об опасном приближении передачи к пределу по статической устойчивости. Границы колебательной статической устойчивости могут не совпадать с заранее заданными максимально допустимыми перетоками активной мощности, рассчитанными методами утяжеления режима на математической модели.

Данные работы функции могут быть использованы оперативным персоналом или системами управления для приятия мер по стабилизации режима; могут послужить для обоснования необходимости установки стабилизирующих систем или замены систем регулирования возбуждения генераторов.

Поток PMU-измерений параметров режима подвергается обработке одним из методов модовой декомпозиции, например EMD (Empirical mode decomposition). EMD представляет собой итерационную вычислительную процедуру разложения исходного сигнала на эмпирические моды или внутренние колебания (intrinsic mode functions – IMF). IMF представляет собой колебательный процесс (например, в виде синусоиды), амплитуда и частота которого изменяется во времени.

3.6. Детекция присоединения к сети скрытой генерации

Функция обеспечивает автоматическое сопоставление:

- прошлых и текущих графиков потребления активной и реактивной мощности;
- реакций параметров режима в точках присоединения потребителей на стандартные возмущения в сети: отключения линий электропередачи, перевод РПН, включение/отключение источников реактивной мощности в близлежащих сетях.

Изменение характера реакции электрических параметров на возмущения и/или изменение профиля электропотребления свидетельствует об изменении характера присоединенных устройств и оборудования. На основании анализа изменения реакций параметров на внешние возмущения можно сделать заключение о появлении активных

устройств в электроустановках. Данные работы функции могут быть использованы для инициализации проверок электроустановок потребителей электроэнергии.

3.7. Обнаружение фактов образования гололеда, аномально высоких потерь на коронный разряд и иных утечек тока

Область действия данной функции выходит за рамки РС и охватывает также магистральные электрические сети. Функция осуществляет непрерывный мониторинг параметров и баланса энергии в ЛЭП, что позволяет обнаруживать появление гололеда на проводах, повышенный коронный разряд, аномальные утечки с проводов, несимметрию напряжений и токов.

Результаты работы функции могут быть использованы дежурным персоналом центров управления для инициализации включения схем плавки гололеда, выполнения операций по регулированию напряжения, направления ОВБ к местам вероятных утечек с ЛЭП. Результаты работы функции также могут быть использованы инженерным персоналом для анализа и разработки технических мероприятий.

В основе работы функции лежат методы пофазной оценки параметров схемы замещения ЛЭП, которые определяются по данным PMU-измерений в ходе решения переопределенной системы уравнений, сформированных на основании закона Ома для П-образной (или Т-образной) схемы замещения ЛЭП.

О факте появления гололеда свидетельствует аномальное повышение поперечной емкостной составляющей проводимости. Факт повышенного коронного разряда может быть установлен на основании повышенной поперечной активной проводимости ЛЭП на фоне увеличенной емкостной составляющей проводимости. Иные утечки тока, возникающие в результате индуктивно-емкостного или прямого электрического отбора мощности, идентифицируются на основании повышенной поперечной активной проводимости ЛЭП.

Дополнительным приемом, позволяющим подтвердить факты и оценить локализацию области образования гололеда, повышенной короны или иного отбора мощности, является моделирование режимов ЛЭП со скользящей по ее длине точкой присоединения поперечного шунта.

3.8. Диагностика автотрансформаторов

Функция может использоваться как дополнительное средство диагностики автотрансформаторов в ходе мониторинга их режимных и схемных параметров, а также баланса энергии. Функция позволяет выявлять и контролировать динамику процессов ухудшения состояния магнитопровода и нарушения симметричности расположения обмоток. Функция позволяет:

- оценивать пофазные значения параметров схемы замещения и коэффициентов трансформации автотрансформаторов и контролировать их изменения во времени;
- обнаруживать несимметрии в параметрах режима и схемы замещения;
- контролировать небалансы мощности автотрансформатора.

Результаты работы функции могут быть использованы дежурным и инженерным персоналом ЦУС для организации своевременного обслуживания оборудования.

В основе работы функции лежат методы оценки параметров схемы замещения автотрансформатора по данным PMU-измерений. Параметры схемы замещения определяются в результате решения переопределенной системы уравнений, сформированных на основании закона Ома для Г-образной схемы замещения автотрансформатора и уравнений балансов активной и реактивной мощности автотрансформатора.

Повышенное значение и/или стабильный рост поперечных проводимостей автотрансформатора свидетельствуют о процессах ухудшения состояния его магнитопровода.

Повышенное значение и/или стабильный рост продольного сопротивления Z на фоне увеличения неравенства этих сопротивлений по фазам автотрансформатора свидетельствуют о процессах деформирования обмотки и о нарушении симметрии расположения обмоток относительно магнитопровода. Осуществляется сравнение с прошлыми оцененными значениями сопротивлений.

3.9. Контроль достоверности ТС

Функция позволяет подтверждать или ставить под сомнение достоверность ТС или восполнять функцию ТС при их отсутствии.

Функция анализирует корреляционную и/или функциональную связь между измеряемыми параметрами режима. При отключении электрической связи коэффициенты корреляции между параметрами на противоположных сторонах присоединения скачкообразно уменьшаются, нарушаются функциональные зависимости.

3.10. Регулирование напряжения

Функция предназначена для централизованной координации локального управления уровнями напряжения в магистральных и/или распределительных сетях с целью снижения потерь электроэнергии при соблюдении допустимых параметров режима или для ввода указанных параметров в допустимые границы. Другие полезные свойства функции:

выявление фактов выхода уровней напряжения за допустимые пределы и быстрый возврат уровней напряжения в допустимую область с последующей оптимизацией режима.

Автоматическое регулирование напряжения осуществляется интеллектуальными регуляторами центрального и локальных уровней.

Работа центрального регулятора производится с шагом выработки оптимального решения 1 раз в 5 минут. Для осуществления адекватной централизованной координации центральный регулятор должен получать от локальных регуляторов реалистичные характеристики: а) ограничения по токам ветвей и уровням напряжения в узлах; б) статические характеристики нагрузки по напряжению и частоте, для автоматического формирования которых необходимы PMU-измерения.

Локальное управление реализуется местным интеллектуальным регулятором с темпом 1 раз в несколько секунд на основании законов управления, заданных центральным регулятором. Главная задача местного регулятора – оптимальное распределение ресурсов регулирования с учетом допустимого быстродействия средств управления. Например, если на ПС имеется трансформатор с РПН (быстродействие – десятки секунд) и быстродействующий управляемый источник реактивной мощности (десятые и сотые доли секунды), то в случае быстрого снижения или повышения напряжения с нарушением заданных границ в первую очередь реагирует быстродействующее устройство, вводя режим в область допустимых значений. Затем на основании закона регулирования, рассчитанного центральным регулятором, производится «высвобождение» быстродействующего ресурса за счет более медленного ресурса РПН трансформатора.

Другими неотъемлемыми задачами локальных регуляторов являются:

- определение сетевых ограничений по току и уровням напряжения;
- расчет и коррекция статических характеристик нагрузки по напряжению и частоте;
- формирование блокировок.

3.11. Вспомогательные функции, реализуемые на основе PMU-измерений

3.11.1. Определение фактических реакций параметров режима

Функция осуществляет натурные измерения фактических реакций энергосистемы на включения/отключения сетевых элементов или изменение положений регулирующих устройств. Знание фактических реакций энергосистемы помогает дежурному персоналу при управлении сетями и способствует адекватной настройке автоматических устройств. Ценность натурным измерениям придает то, что фактические реакции энергосистемы сразу учитывают в себе все статические и динамические характеристики нагрузки, правильно отражают действие всех автоматических систем регулирования.

Функция должна рассчитывать коэффициенты чувствительности как частное от деления изменения параметра режима в элементе на общую величину возмущения, например к отключенной активной мощности в ЛЭП, реактивной мощности ШР, др.

Коэффициенты чувствительности рассчитываются для короткого (несколько секунд) и более длинного (несколько минут) интервала времени для оценки немедленной и адаптированной реакции энергосистемы.

3.11.2. Определение характеристик активной и реактивной нагрузки по напряжению и частоте

Определение характеристик производится на основе PMU-измерений методами пассивного эксперимента (но будут, естественно, работать и в случае активного эксперимента тоже) при существенных скачкообразных изменениях напряжения и частоты в периоды относительно стабильных участков графика суточного потребления.

Вид аппроксимации статических характеристик задается при настройке программного обеспечения. В качестве основных видов аппроксимации статических характеристик целесообразно принимать те, которые применяются в программном обеспечении расчета установившегося режима, используемом сетевой компанией. Таким образом, решение задачи определения статических характеристик сводится к формированию вида аппроксимации характеристики и затем к определению констант аппроксимации [1].

3.11.3. Расчет эмпирических зависимостей

Функция позволяет рассчитать дисперсии, ковариации, коэффициенты корреляции, эмпирические взаимные зависимости между режимными параметрами (векторами токов и напряжений, потоками активной и реактивной мощности, частотами), которые используются в решении прикладных задач.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для поддержания требуемых показателей надежности, качества и экономичности распределения электроэнергии в новых технологических условиях необходима динамическая наблюдаемость режима РС, не обеспечиваемая современными SCADA-системами. WAMS- технологии способны обеспечить достоверность и необходимый темп обновления информации о режиме и состоянии элементов сети, поэтому они могут рассматриваться в качестве информационной платформы для систем оперативно-технологического и автоматического управления РС нового поколения.

5. ЛИТЕРАТУРА

1. А. С. Бердин, П. А. Крючков «Формирование параметров модели ЭЭС для управления электрическими режимами», Издательство УГТУ, 620002, Екатеринбург, ул. Мира, 19.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС PHASORPOINT: НОВЫЕ АСПЕКТЫ МЕЖДУНАРОДНОГО ОПЫТА И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ В РОССИИ

Небера А.А., Казаков П.Н. (ЗАО «РТСофт»)

Средства синхронизированных векторных измерений (PMU) все более широко устанавливаются на российских и зарубежных энергообъектах для решения задач мониторинга и управления энергосистемами. В России PMU уже оснащены свыше 50 электростанций и крупных подстанций, и ежегодно их число заметно возрастает. В ряде зарубежных стран количество таких объектов составляет несколько сотен, при этом сбор и обработка растущих объемов данных PMU в режиме on-line предъявляет все более серьезные требования к средствам сбора и маршрутизации (PDC – концентраторы данных), а также хранения, визуализации и анализа полученной информации.

В этих условиях при построении систем мониторинга и управления переходными режимами (WAMS/WACS) ключевую роль играет выбор программной платформы верхнего уровня, способной выполнять поставленные задачи с заданной надежностью и быстродействием. Одной из таких платформ, получивших в последние годы наиболее широкое распространение в зарубежных энергосистемах, является программный комплекс PhasorPoint, разработанный компанией Psymetrix (Alstom Grid). В состав PhasorPoint входят следующие компоненты: концентратор данных PDC, система мониторинга и визуализации переходных режимов WAMS и набор дополнительных приложений для управления энергосистемами и электрическими сетями.

Архитектура программного комплекса

Архитектура PhasorPoint предусматривает масштабируемую иерархическую многопользовательскую клиент-серверную платформу с набором стандартных и дополнительных приложений. В зависимости от объемов собираемых данных программный комплекс устанавливается либо на один, либо на несколько серверов. Кроме того, предусмотрена возможность горячего резервирования для задач сбора и обработки данных в реальном времени (Рисунок 1).

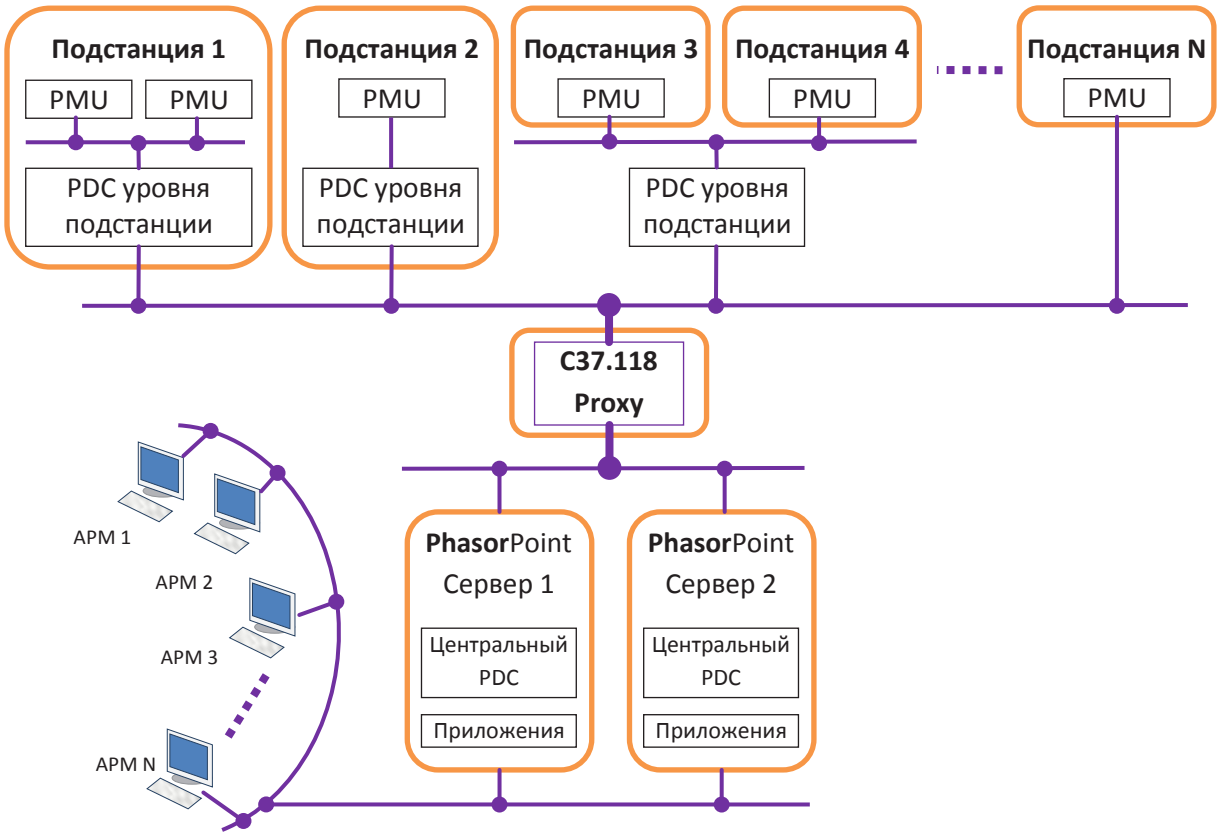


Рис.1 Двухсерверная архитектура с горячим резервированием

Программные клиенты, работающие на АРМ, подключаются к любому активному серверу. В случае выхода его из строя, приложение автоматически переключается на второй сервер. При восстановлении работоспособности первого сервера, на него производится копирование накопленной базы данных.

С целью снижения затрат на создание и эксплуатацию крупных систем мониторинга и управления PhasorPoint включает инструментальные средства для управления конфигурацией большого числа PMU, индивидуального

инвертирования или масштабирования поступающих векторов (в случае неправильной настройки параметров PMU и ошибок подключения к трансформаторам тока или напряжения). Подсистема визуализации поддерживает возможность отображения вложенной структуры экранных форм, отражающих различные уровни детальности управляемой энергосистемы.

Для интеграции с диспетчерскими комплексами SCADA/EMS и иными системами управления в программном комплексе реализованы следующие протоколы обмена данными:

- C37.118;
- МЭК 60870-5-104;
- MODBUS;
- DNP3;

Кроме того, возможен доступ к архивной БД с использованием запросов SQL.

Основные функции

Основными функциями серверной части PhasorPoint являются:

- центральный концентратор PDC;

  Особенностью PDC от компании Psymetrix (Alstom) является возможность локального архивирования данных в случае разрыва соединения. При восстановлении связи производится автоматическая передача на верхний уровень накопленных данных.

- архиватор векторных и аналоговых параметров
  - кратковременный циклический архив – набор принимаемых параметров записывается с минимальным интервалом (20 мс), глубина архивирования конфигурируется исходя из объема дискового пространства;
  - долговременный циклический архив – данные записываются из кратковременного циклического архива в момент удаления, но с более низким разрешением (например, 1 секунда);
  - архив событий – при возникновении интересного события в системе пользователь имеет возможность создать отдельный файл из кратковременного архива с максимальным разрешением для последующего изучения с неограниченным временем хранения.
- набор стандартных приложений, включая прецизионный мониторинг:
  - уровней напряжения;
  - разности углов в узлах энергосистемы;
  - частоты и скорости изменения частоты;
  - перетоков активной и реактивной мощности;
  - симметричных составляющих токов и напряжений;
  - cos φ и др.
- управление сообщениями, предупредительной и аварийной сигнализацией;

  В PhasorPoint предусмотрены следующие типы событий, по которым конфигурируются условия выдачи аварийной и предупредительной сигнализации:

  - отклонения напряжения в различных точках сети;
  - разница углов напряжения в энергосистеме;
  - отклонение частоты;
  - повышенная скорость изменения частоты;
  - наличие низкочастотных колебаний по частоте, мощности и разности углов;
  - активная и реактивная мощность;
  - системные нарушения (отключение линии, потеря нагрузки или генератора);
  - разделение энергосистемы на части.
  - В PhasorPoint предусмотрен специальный редактор определяемых пользователем составных событий, определяемых как комбинация приведенных ранее событий.
- интеграцию со SCADA/EMS;
- набор дополнительных приложений.

При этом PhasorPoint предоставляет возможности приема разнообразных измерений (мощности, симметричных составляющих и др.), рассчитанных на уровне PMU, либо расчет этих величин непосредственно в PhasorPoint на базе фазных токов и напряжений с соответствующими фазовыми углами.

Программный комплекс содержит расширяемый набор дополнительных приложений (Advanced Application), которые в настоящее время включают в себя:

- мониторинг низкочастотных колебаний (OSM - Oscillatory Stability Management) с поддержкой выявления наложенных множественных колебаний;
- выделение на изолированную работу, ресинхронизация и холодный старт энергосистемы (IRB - Islanding, Resynchronization, and Blackstart);
- управление несинхронными частями энергосистемы (ASC - Asynchronous Systems);
- мониторинг системных нарушений – скорость изменения частоты (SDM RoC System Disturbance Management – Rate of Change);
- мониторинг системных нарушений – анализ характеристик системных возмущений (SDM DC – System Disturbance Management – Disturbance Characterization);
- мониторинг состояния энергосистемы – System Condition Monitoring (SCM).

Непрерывные векторные измерения токов и напряжений в различных точках энергосети обеспечивают динамическую визуализацию поведения энергосистемы в реальном времени. Система WAMS (Wide Area Monitoring System) позволяет оператору быстро локализовать источник потенциальной нестабильности и принять меры для исключения распространения возмущения. Отображение информации на рабочем столе PhasorPoint ориентировано на различных групп пользователей:

- для оперативного персонала – отображение текущих данных в реальном времени со скоростью обновления не менее 10 раз в секунду;
- для планирования и анализа – отображение архивных данных;
- для администраторов – отображение настроек для предупредительной и аварийной сигнализации, набора принимаемых параметров от PMU и др.

Пример начального рабочего окна PhasorPoint показан на Рисунке 2.

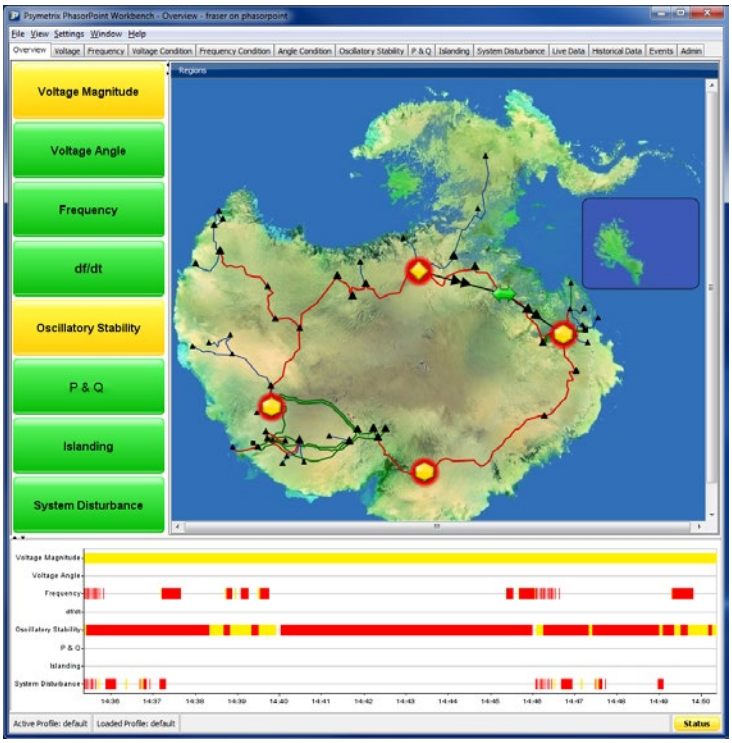


Рис.2 Пример рабочего окна PhasorPoint

Идентификация источников колебательной неустойчивости

Одной из наиболее важных и интересных задач, решаемых в рамках функционального модуля мониторинга низкочастотных колебаний PhasorPoint, является идентификация источника, имеющего максимальный вклад в колебания. Колебания возникают в любых энергосистемах в силу динамического характера взаимосвязанных вращающихся масс генерирующего оборудования, а также взаимодействия систем регулирования. В большинстве энергосистем возникающие колебания практически всегда успешно демпфируются, но в ряде случаев могут возникать

условия слишком слабого или даже отрицательного демпфирования. Неустойчивые колебания представляют собой риск, который должен быть адекватно оценен и управляем диспетчерами.

Частота и степень демпфирования низкочастотных колебаний может быть оценена путем расчета собственных значений при моделировании динамики энергосистемы. Однако при этом всегда имеет место неуверенность в точности моделирования вследствие:

- Эффекта влияния нагрузки;
- Конечной точности моделирования генераторов;
- Допущения, что все электростанции работают в точности, как ожидается;
- Выбора сценариев анализа степени демпфирования;
- Влияния дополнительных источников малой генерации.

Таким образом, выбор ограничений по условиям моделирования энергосистемы всегда связан с необходимостью обеспечения значительного запаса по устойчивости, связанного с возможным отклонением результатов моделирования колебательной неустойчивости от реальной динамики энергосистемы.

С учетом этого возможность контроля уровня демпфирования доминирующих мод колебаний в реальном времени обеспечивает возможность работы в режиме, более близком к пределу передаваемой мощности. В то время, как устойчивость в послеаварийном режиме может по-прежнему оцениваться по результатам моделирования, мониторинг демпфирования колебаний в реальном времени обеспечивает уверенность в отсутствии скрытых проблем или факторов, не предусмотренных в используемой модели энергосистемы и создающих рисктого, что последняя находится ближе к условиям неустойчивости, чем модель.

Результаты идентификации источников колебаний, согласно [1], при этом могут быть использованы для:

- поддержки принятия решений диспетчером в случае решения задачи в реальном времени;
- определения причин возникновения определенных событий и способов их предотвращения при анализе архивных данных;
- уточнения модели энергосистемы в случае расхождения моделируемых и наблюдаемых переходных процессов;
- проверки правильности настройки системных регуляторов в случае выявления их вклада в колебательную неустойчивость.

Один из методов локализации источника низкочастотных колебаний, разработанный компанией Psymetrix [1], и реализованный в программном комплексе PhasorPoint, основан на анализе демпфирующего вклада различных групп и отдельных генераторов. При этом в общем случае демпфирующий вклад i-го генератора определяется, как:

$$D_i = \sum_{j=1}^{n} c_{ij} * a_i * \sin(\theta_j - \theta_i)$$

где $c_{ij} = \frac{-\partial P_j}{\partial \delta_i}$, a_i и □– соответственно амплитуда и фаза колебаний на генераторе i. В конкретных ситуациях (межзональные, локальные колебания и др.) может быть использован ряд упрощений, обеспечивающий последовательное разделение групп генераторов вплоть до выявления отдельных генераторов, вносящих максимальный вклад в наблюдаемые колебания. При этом, в случае, если электрическая близость генераторов затрудняет измерение разности фаз напряжений для контролируемых мод с необходимой точностью, дополнительно используется анализ активной мощности.

Рассмотренная выше технология выявления источников колебаний использована при проведении успешных исследований низкочастотных колебаний в энергосистемах Колумбии, Австралии, Канады и Исландии.

Масштабные внедрения

Наиболее масштабной системой мониторинга переходных процессов в Европе на момент написания статьи является внедрение PhasorPoint в энергосистеме EnergiNet в Дании, где предусмотрена возможность приема и обработки в режиме реального времени более 5000 векторных измерений.

Однако и этот проект превосходит планируемое создание WAMS национального уровня на базе программного комплекса PhasorPoint в энергетической системе Индии (PGCIL – Power Grid Corporation of India Limited). PGCIL является одной из крупнейших в мире объединенных энергосистем с общей мощностью 232 ГВт. Высоковольтные электрические сети PGCIL напряжением 765-132 кВ имеют протяженность порядка 102100 километров. В 2012 году в энергосистеме случилась крупнейшая в мире системная авария с отключением около 600 миллионов потребителей. После этой аварии руководством Энергетической системы Индии было принято решение о внедрении национальной системы WAMS, обеспечивающей возможности выявления и предотвращения развития крупных системных аварий.

Проект WAMS в PGCIL предусматривает установку более чем 1 300 PMU для сбора 18 000 синхронизированных векторных измерений в реальном времени от 351 подстанции по всей стране. Предусмотрено развертывание программного комплекса PhasorPoint в 34 пунктах управления в существующих национальных, региональных и государственных диспетчерских центрах для анализа в реальном времени слабых мест в энергосистеме. Общая стоимость проекта оценивается в 41 миллион евро.

В России в 2014 г. планируется пилотное внедрение PhasorPoint в ОДУ Северо-Запада, по итогам которого может быть принято решение о перспективах развития более полномасштабной системы мониторинга переходных процессов.

Литература

[1]. Natheer Al-Ashwal, Douglas Wilson. Locating contributions to power system oscillations using phasor measurements, 2013

[2]. Douglas H. Wilson, Natheer Al-Ashwal, Hallgrimur Halldorsson, Stephen Boroczky. Discrete control for transient stability and oscillations: Applications and case study, 2013

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ВИЗУАЛИЗАЦИИ ПОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПО ДАННЫМ СМПР

ГАЙДАМАКИН Ф.Н. КИСЛОВСКИЙ А.А. ООО «АЛЬТЕРОПАУЭР»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА
визуализация, АССИ СМПР, WAMS, PMU, СМЗУ, низкочастотные колебания, CIM, WEB, nosql, HTML5

ВВЕДЕНИЕ

Синхронизированные векторные измерения (СВИ) являются ценным источником информации о динамике поведения энергосистемы. Для того, чтобы получить максимум пользы от измерений, необходимы мощные средства визуализации в режиме реального времени. В рамках серии проектов по созданию Автоматической системы сбора информации с регистраторов СМПР в ОАО «СО ЕЭС» созданы и развиваются технические решения, позволяющие повысить ситуационную осведомлённость для технологов ОАО «СО ЕЭС» и предупредить о возможных проблемах нарушения устойчивости энергосистемы.

Средства визуализации векторных измерений разработаны с широким применением Web-технологий, технологий работы с большими распределёнными массивами данных (Big data) и средств межмашинного взаимодействия (M2M), что позволяет использовать систему в современных ИТ-инфраструктурах, включая мобильные устройства, облачные и виртуализированные хранилища.

Развитие Автоматической системы сбора информации с регистраторов СМПР осуществляется в ОАО «СО ЕЭС» с 2008 года. Пилотный проект по внедрению системы автоматического сбора данных СМПР был реализован в составе Системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) в Северном регионе Тюменской области (Тюменское РДУ).

В рамках проекта решалась задача автоматического онлайн-расчета текущих пределов по статистической устойчивости – максимально-допустимых перетоков. Использование данной системы увеличить пропускную способность линий электропередач в Северные районы Тюменской области в некоторых случаях на 100 МВт. СМЗУ являлось относительно небольшой системой по числу измерителей, работающих в режиме онлайн – всего к системе было подключено 10 векторных измерительных преобразователей (Phasor Measurement Unit, PMU).

В тоже время в количество PMU, функционирующих в ЕЭС России, уже тогда достигало десятков, а в настоящее время превышает 250 устройств, причем более 50 из них работают в режиме реального времени.

Для решения задач по сбору и хранению информации СМПР в 2009-2011 гг. была создана и запущена в промышленную эксплуатацию Автоматическая система сбора информации от регистраторов СМПР (АССИ). В рамках проводимой в 2012-2014 гг. модификации АССИ были значительно расширены возможности системы в части визуализации и обработки измерений. В данной статье рассказывается о технических решениях, применяемых в системе.

ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Классическая архитектура систем типа Super PDC Network, которой является АССИ, представлена на рис.1.

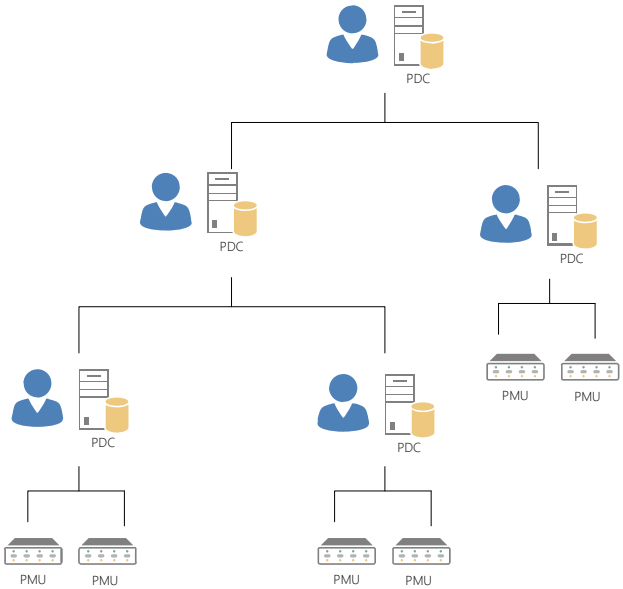


Рис. 1 Классическая архитектура SPDC Network

PMU осуществляют передачу СВИ в систему по протоколу C37.118-2008/2011. Данные измерений собираются в концентраторах (Phasor Data Concentrator, PDC) и в дальнейшем используются для расчетных задач, задач визуализации поведения энергосистемы либо передаются в смежные расчетные задачи (EMS).

Передача СВИ на вышестоящий уровень диспетчерского управления осуществляется с помощью ретрансляции на соответствующий суперконцентратор по иерархии управления. Обмен данными между концентраторами обычно осуществляется по протоколу C37.118-2008/2011. Данная архитектура простая, надёжная и отлично подходит для решения задач при отсутствии ограничений вычислительной и телекоммуникационной инфраструктуры.

В настоящее время АССИ в режиме реального времени получает от PMU 7 основных параметров (f, df/dt, U1, P, Q, I1, δ) . При этом доступны около 30 дополнительных параметров (фазные вектора токов и напряжений, мощности, вектора последовательностей, параметры работы системы возбуждения генераторов и т.п.) Частота измерений составляет 50 раз в секунду, а в некоторых случаях до 200 раз в секунду, как в последних моделях PMU ТПА02 производства компании «Прософт-Системы». Кроме того, современные модели измерителей сочетают в себе функции PMU и регистраторов аварийных событий (РАС). Таким образом, к массиву измерений добавляются осциллограммы мгновенных значений с дискретизацией до 10 кГц. Общий объём данных по одному измерителю, функционирующему одновременно в режиме PMU и РАС, составляет до 1,6 Тб архивов в год. Учитывая тот факт, что количество таких реализованных решений будет возрастать, актуальной становится задача разработки способов оптимизации классической архитектуры SPDC Network.

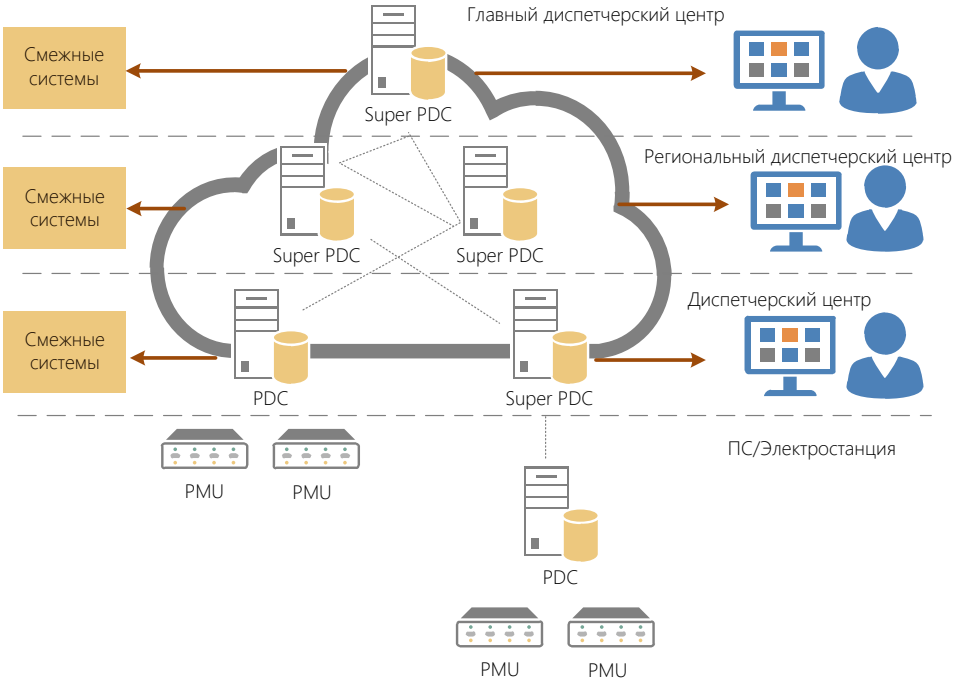


Рис. 2 Архитектура АССИ СМПР

Архитектура АССИ (рис.2) также является формально иерархической – с серверами, расположенными на всех уровнях диспетчерского управления, но в то же время облачной, распределённой. Место хранения данных в системе и маршруты их передачи между узлами не закреплены жестко. Поставщики данных (PMU) и потребители СВИ (пользователи и внешние системы) взаимодействуют с АССИ в рамках идеологии «публикация-подписка».

При обращении пользователя или задачи за историческими данными они доставляются с нужного сервера или запрашиваются с PMU (при отсутствии в системе). При необходимости получения оперативных данных потребитель регистрирует подписку на текущие измерения, и они начинают передаваться через систему кратчайшим маршрутом с минимальными задержками.

Данные измерений сохраняются в базе данных собственной разработки на основе открытого ПО Apache Cassandra. Apache Cassandra – это nosql база данных, которая идеально подходит для хранения информации типа «ключ-значение» (в данном случае временных рядов), и обработки огромных массивов информации. БД позволяет совмещать в одном хранилище данные реального времени и исторические. Обеспечивается высокая производительность (сейчас используется для измерений с частотой записи 50-200 измерений в секунду по одному тэгу), мгновенный доступ к историческим данным за любой период. Средства обеспечения отказоустойчивости в составе системы позволяют создавать кластеры от 2 и более серверов. Хранилище масштабируется на практически неограниченное количество серверов (до 65535).

ПОДСИСТЕМА ВИЗУАЛИЗАЦИИ

Средства визуализации реализованы с учетом последних тенденций в ИТ. В качестве клиента используется веб-браузер, что обеспечивает множество преимуществ:

- Не требуется установка какого-либо ПО на компьютер пользователя. За счет этого упрощается эксплуатация и техническая поддержка – нет необходимости обновлять ПО. Все исправления вносятся централизованно и каждый пользователь имеет последнюю версию системы.
- Доступ к данным можно получить с любого устройства, имеющего браузер (компьютер, ноутбук, планшет, смартфон).
- Пользователь может быть подключен к системе как через локальную сеть, так и с использованием медленных Интернет-соединений.

Веб-приложение реализовано с широким использованием JavaScript, HTML5 и WEBGL. Это позволяет минимизировать обмен с сервером, повысить отзывчивость и удобство пользования кли-

ентом. По возможной функциональности средств визуализации и отзывчивости современные веб-приложения не уступают нативным.

Визуализация информации осуществляется с помощью следующих основных инструментов: графики, диаграммы, мнемосхемы и географические схемы.

Основным средством визуализации временных рядов, применяемым человеком с давних пор, является двумерный график. При реализации в рамках АССИ особое внимание было уделено удобству и производительности графика. Как уже отмечалось выше, АССИ собирает огромное количество данных. При отображении информации даже за небольшой промежуток времени, такой как 1 час, требуется обработать 180 000 значений. При создании системы изначально ставились требования по реализации отзывчивого интерфейса, способного визуализировать данные за промежуток месяц, год с комфортной задержкой 0,5-1 с. Это достигается за счет использования высокопроизводительной подсистемы хранения измерений и специальных алгоритмов отрисовки. Графики, как и все средства визуализации АССИ адаптированы для использования в устройствах с touch-интерфейсом.

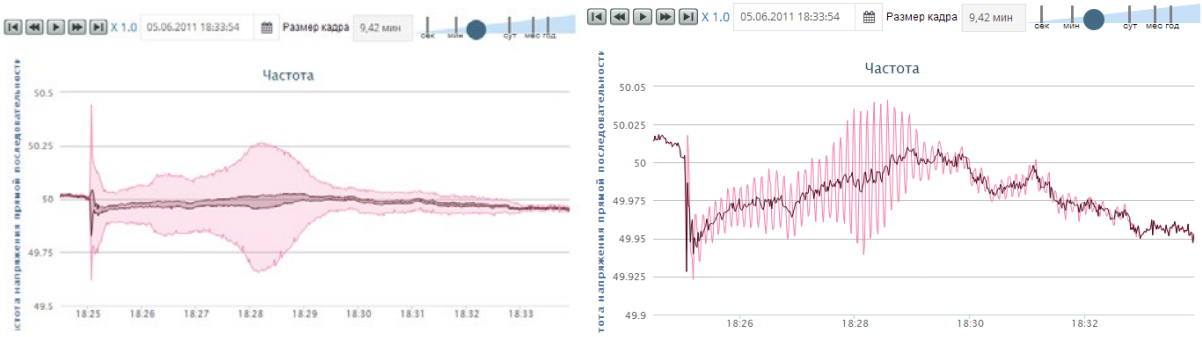


Рис. 4 Различные режимы отображения информации на двумерном графике

Возможности навигации позволяют менять масштаб отображения и просматриваемый интервал минимальным количеством действий. Реализован режим отображения границ значений, что позволяет визуально определить участок графика, где наблюдались колебания.

В системе реализована функция проигрывания любого отрезка данных с исходной, замедленной или увеличенной скоростью. При этом система ведёт себя таким же образом, как если бы события происходили в реальном времени – т.е. позволяет понять, какая информация выводилась пользователю в момент возникновения.

Географическая карта - это универсальный инструмент наглядного представления информации. При использовании географической карты доступны следующие визуальные возможности: отображение векторов, градиентная заливка, контроль относительных углов между энергообъектами, контроль величины перетоков мощности в контролируемых сечениях.

При использовании функции отображения векторов рядом с маркером энергообъекта в виде стрелки отображается значение угла относительно установленного базиса (от -90 до 90 градусов). Чаще всего данный инструмент используется для визуализации относительных углов векторов напряжения. С помощью него можно наблюдать текущую тяжесть режима, интенсивность колебаний, а также в случае разделения системы на острова – локализацию синхронных участков системы. Помимо углов напряжений могут отображаться любые угловые величины, например, фазы низкочастотных колебаний.

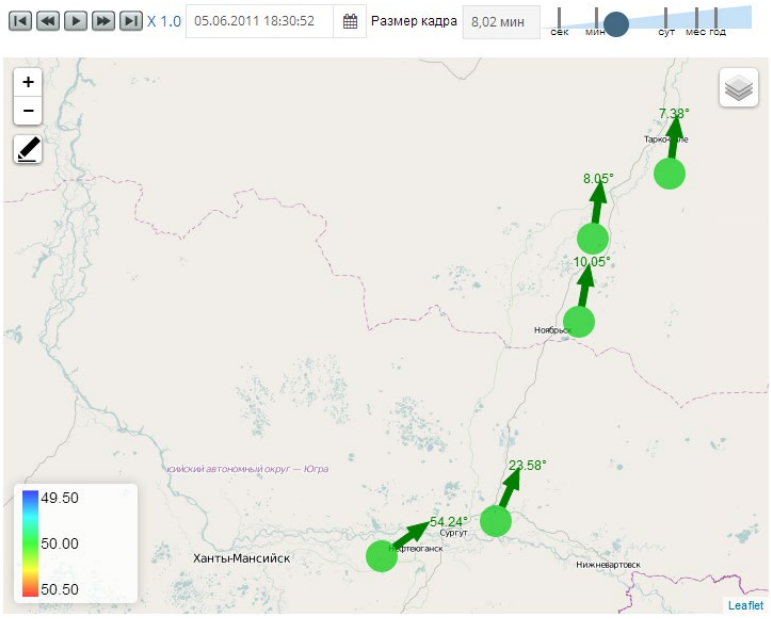


Рис. 5 Векторы относительных углов на географической карте

Ведется работа над реализацией на карте градиентной раскраски, применяемой для отображения распределения значения какой-либо измеряемой или вычисляемой величины по территории. Цвет участка в местах измерений определяется на основе измеренных или вычисленных (апроксимированных) значений. Чаще всего данный инструмент используется для визуализации областей пониженного или повышенного напряжения или для анализа колебаний частоты в динамике.

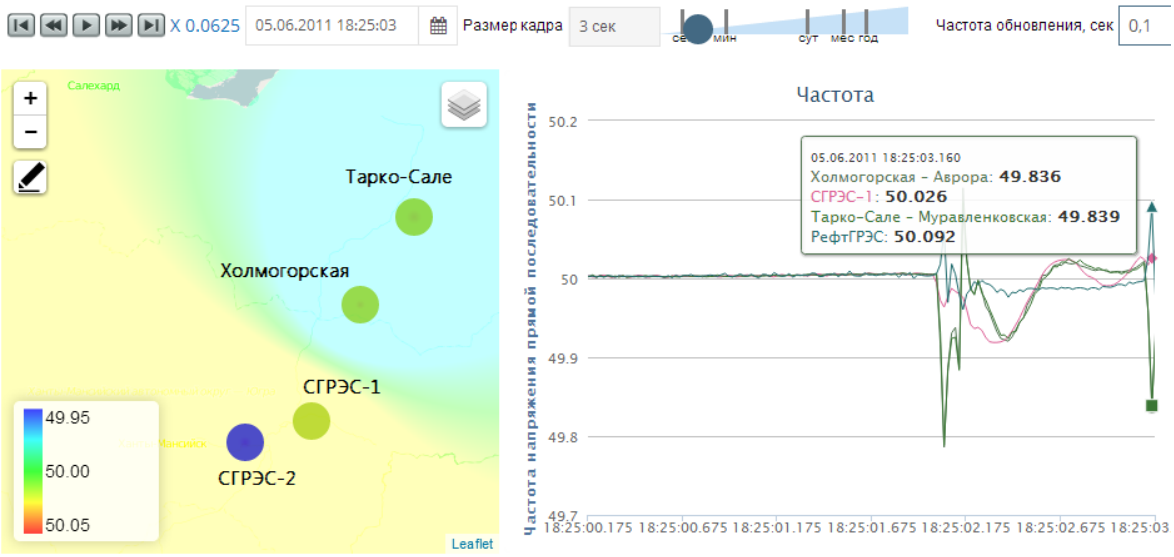


Рис. 6 Градиентная заливка карты на основе значений частоты

Для анализа тяжести режима и пределов устойчивости используется функция визуализации текущих значений относительных углов и величин перетоков активной/реактивной мощности между узлами энергосистемы.

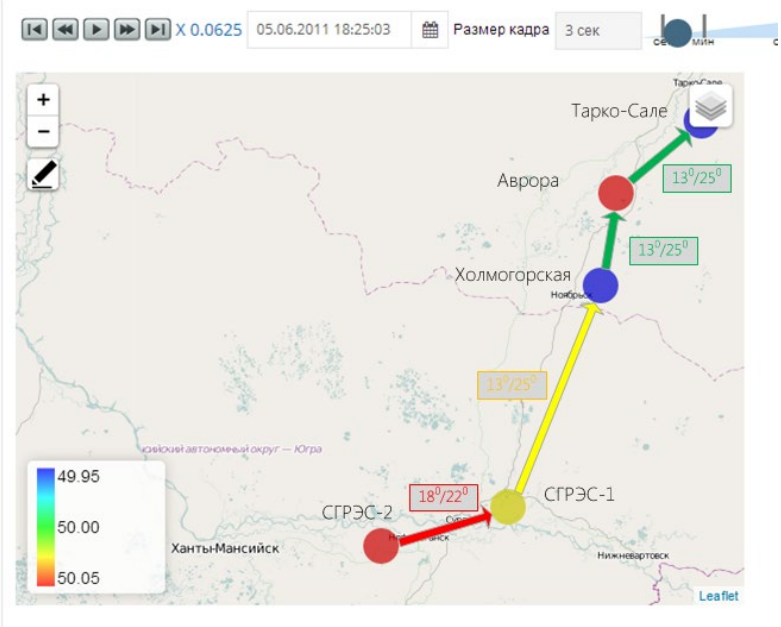


Рис. 7 Функция контроля перетоков (по углам)

Отображение информации на однолинейных схемах является классическим способом предоставления информации в SCADA-системах. Аналогичный инструмент применяется в АССИ. Дополнительно к обычным измерениям на схему выводится специализированная информация – амплитуда и частота колебаний доминантных мод, их мощность и направление распространения в сети.

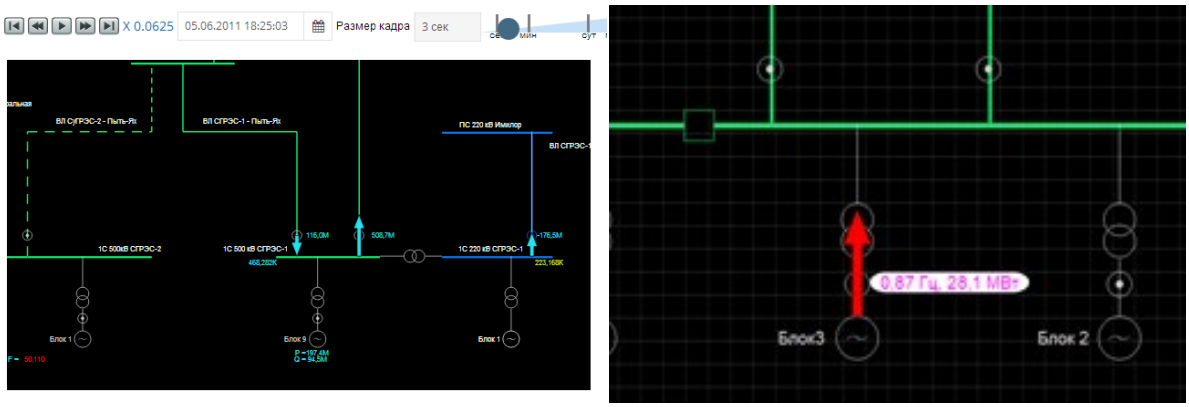


Рис. 8 Отображение текущих измерений и параметров НЧК на схеме

Для хранения модели электрического оборудования (однолинейные схемы, параметры оборудования и т.п.) и модели измерений в составе АССИ реализовано специализированное хранилище.

Модель сети используется для расчетов (хранит информацию о топологии, связности системы, параметрах оборудования) и для визуализации. Модель измерений обеспечивает привязку тегов хранилища измерений к элементам сети. Модель сети полностью соответствует стандартам IEC 61968/61970 CIM. Поддерживается импорт/экспорт модели в формате CIM/XML. Мнемосхемы также хранятся в модели и реализованы основе стандарта IEC 61970-453 (CIM Based Graphics Exchange).

Хранилище модели также реализовано на основе открытого ПО специальной nosql-БД для хранения графовых структур. Это обеспечивает заметный выигрыш в задачах поиска маршрутов и обходов сети (в отличие от реляционных БД).

ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ИНФОРМАЦИИ О НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЯХ

Для анализа спектра сигнала реализован инструмент «спектрограмма». С помощью него можно визуализировать спектры, рассчитанные последовательно на временном интервале. Данный инструмент позволяет быстро оценить локализацию возмущений по времени и частотам.

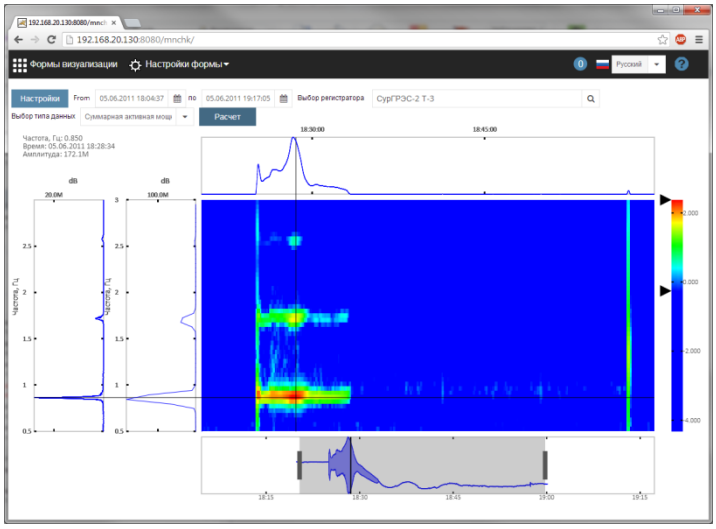


Рис. 9 Временной спектр активной мощности Блока 3 СГРЭС-2

В рамках выполнения работы по заказу ОАО «СО ЕЭС» был реализован специальный инструмент поиска НЧК. Диаграмма Ганта позволяет получить сводную информацию о времени и месте возникновения низкочастотных колебаний. Навигация по объектам системы осуществляется с помощью иерархического дерева, а данные располагаются на шкале времени. Найденные НЧК представляются также в виде таблиц и графиков и на мнемосхемах. Доступна информация о частоте и амплитуде колебаний, коэффициенте демпфирования.

Рис. 9 Информация об идентифицированных НЧК

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные технологии разработки, такие как nosql базы данных, веб-технологии визуализации (HTML5, JavaScript и др.) позволяют строить эффективные высокопроизводительные WAMS-системы, позволяющие обрабатывать огромные объёмы информации и визуализировать их с помощью широкого спектра графических возможностей, не уступающих классическим решениям для диспетчерских центров. В результате их использования создана мощная и гибкая технологическая платформа, обеспечивающая различные приложения EMS данными от PMU, PAC и любых других источников с интенсивным потоком измерений. Переход к веб-технологиям позволяет изменить существующую практику работы с информацией – данные становятся доступны на мобильных устройствах из любой точки Сети.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Демчук А.Т., Жуков А.В., Кац П.Я., Данилин В.А. Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров// Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Сб. тр. Международной научно-технической конференции, Москва, 2009.

[2] Ф.Н. Гайдамакин, Д.М. Дубинин, М.Ю. Молвинских Внедрение и перспективы развития СМПР на Сургутской ГРЭС 2 // Современные направления развития систем

релейной защиты и автоматики энергосистем, Екатеринбург, 2013

[3] Ф.Н. Гайдамакин, Д.Н. Топорков, А.В. Данилин, Д.М. Дубинин Автоматическая система сбора информации с регистраторов системы мониторинга переходных режимов Практический опыт создания WAMS в ЕЭС России // Современные направления развития систем

релейной защиты и автоматики энергосистем, Екатеринбург, 2013

[4] Жуков А.В., Демчук А.Т., Дубинин Д.М. Развитие технологий векторной регистрации параметров противоаварийного и режимного управления электрическими режимами энергосистем.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ СЕРТИФИКАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ И ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ PMU НА RTDS

Климова Т.Г., Жуков А.В., Дубинин Д.М., Расщепляев А.И.
ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ», ОАО «СО ЕЭС»,

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА
PMU, RTDS, WAMS, WACS, WAPS, WAMPACS, СМПР

ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие технологий диспетчерского и автоматического управления режимом работы электроэнергетических систем требует постоянного повышения уровня технического совершенства и функциональности технических средств, в том числе устройств синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима.

Роль синхронизированных векторных измерений в мире и в России в частности при оценивании и управлении режимом работы энергосистемы постоянно увеличивается. При этом основным потребителем данных СМПР на сегодняшний день является технологический и диспетчерский персонал диспетчерских центров. Системные операторы более чем 30 стран разрабатывают идеологию применения синхронизированных векторных измерений в задачах диспетчерского и автоматического управления. Основным преимуществом синхронизированных векторных измерений в сравнении с телеизмерениями является высокая скорость обновления информации (от 1 до 4 измерений на период промышленной частоты), точность измерения параметров электроэнергетического режима (0,1 – 0,2%), а также точность синхронизации с глобальными навигационными системами (не хуже 1 мкс). Точность синхронизации устройств синхронизированных векторных измерений (далее – PMU, phasor measurement unit) очень важна в связи с тем, что, во-первых, от нее непосредственно зависит точность фиксации абсолютного угла, а, во-вторых, она обеспечивает корректность работы алгоритмов приложений, применяющих данные СМПР, и построенных на применении измерений, сделанных в разных частях энергосистемы.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АППАРАТНОЙ БАЗЫ PMU

В настоящее время за рубежом насчитывается более 130 производителей PMU, PDC, стендового оборудования и программного обеспечения для WAMS/WACS/WAPS. Мировыми лидерами производства устройств синхронизированных векторных измерений являются компании ABB, Alstom Grid, Arbiter Systems, Electric Power Group, GE Energy, Grid Protection Alliance, OSIsoft, Schweitzer Engineering Laboratories, Siemens, Symmetricom и др. В составе функционирующей в СМПР ЕЭС России применяются PMU следующих производителей:

- PMU типа МИП-01, МИП-02 (ЗАО «РТСофт»);
- регистратор Smart WAMS (ЗАО «РТСофт»);
- регистратор ЦРАП ПАРМА РП 4-11 (ООО «Парма»);
- регистратор РЭС-3 СМПР (ОАО «Прософт-Системы»);
- PMU типа ЭНИП-3 СМПР (ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис»);
- PMU разработки ЗАО «ИТЦ Континуум»;
- PMU Power Sentinel модели 1133A (Arbiter Systems, USA).

Применяемые в настоящее время PMU изначально создавались для реализации функции мониторинга стационарных режимов энергосистем (WAMS). Для применения данных устройств в системах управления и защиты (WACS и WAPS) в качестве измерительного органа, они должны обеспечивать точность измерений в ходе переходных процессов. В связи с этим актуальной становится задача совершенствования аппаратной базы и алгоритмов цифровой обработки сигналов PMU, обеспечивающие высокую точность оценки параметров в разных условиях работы. Данные синхронизированных векторных измерений применяются в таких приложениях, как верификация расчетных моделей, анализ технологических нарушений в ЕЭС, идентификация низкочастотных колебаний, мониторинг корректности работы системных регуляторов, визуализация глобального поведения энергосистемы в режиме реального времени и т.д. Развитие коммуникационной инфраструктуры и программного обеспечения также позволяют ставить перед PMU задачу обеспечения входной информацией различных комплексов противоаварийной и режимной автоматики. Это предъявляет повышенные требования к основным показателям качества обработки сигналов (быстродействие, точность обработки сигналов, синхронность измерений и т.д.) в условиях электромеханических переходных процессов. Каждое приложение, использующее данные СМПР, предъявляет свои требования к составу информации, дискретизации, точности измерений, в том числе точности измерений в переходном режиме.

В связи с вышеизложенным, а также с увеличением количества приложений, применяющих синхронизированные векторные измерения, актуальным становится вопрос о точности работы низовых устройств. Документами, регламентирующими требования к характеристикам PMU в части точности фиксации параметров электроэнергетического режима в стационарных и переходных режимах, а также требования к тестированию PMU, являются Стандарты IEEE C37.118.1, IEEE C37.242-2013 [1, 2]. В данных Стандартах определены требования для двух

классов PMU: класс «M» (measurement) - для высокоточных измерений в стационарном режиме; класса «P» (protection) - для быстрых измерений в переходных режимах.

Серьезный прогресс в развитии технологий тестирования и определения характеристик PMU в соответствии с требованиями Стандарта IEEE C37.118.1 достигнут метрологическими лабораториями США и Бразилии. Обзор подобных работ приведен в [3 - 8].

В ОАО «СО ЕЭС» функционирует система добровольной сертификации, обеспечивающая решение вопросов сертификации устройств релейной защиты и автоматики. С целью организации процесса сертификации PMU ОАО «СО ЕЭС» инициировал разработку Методики сертификационных испытаний PMU на соответствие требованиям Стандарта IEEE C37.118.1 и проведение тестовых испытаний. Основной особенностью испытаний PMU являются требования к испытательному оборудованию, обеспечивающему подачу синхронизированных токов и напряжений (в аналоговой или в цифровой форме). В России уже проводились стендовые испытания отечественных PMU, результаты данной работы приведены в [9].

Данная Методика должна стать приложением разрабатываемого ОАО «СО ЕЭС» стандарта «Требования к системе векторной регистрации в ЕЭС».

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ СЕРТИФИКАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ

Методика сертификационных испытаний была разработана в Научно-образовательном центре «Надежность и эффективность РЗА, ПА и телекоммуникаций в интеллектуальной электроэнергетической системе с активно-адаптивными сетями» ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ», имеющем значительный опыт испытаний различных устройств релейной защиты и автоматики, и предусматривала проверку точности выполненных PMU измерений параметров электроэнергетического режима в тестах:

- с отклонением параметров сигналов тока и напряжения от номинальных значений;
- с линейным изменением частоты входных сигналов;
- со ступенчатым изменением параметров сигнала (амплитуды и фазы);
- с присутствующей в сигнале апериодической составляющей;
- с гармоническими и интергармоническими искажениями формы сигналов тока и напряжения.

Основной целью разработки Методики сертификационных испытаний является формализация процесса тестирования PMU и определения их характеристик в соответствии с требованиями Стандарта IEEE C37.118.1. Проведение тестовых испытаний на основе Методики позволили определить характеристики PMU в стационарных режимах и при динамических изменениях различных параметров входных сигналов. Соответствие характеристик PMU требованиям к точности в стационарных и переходных режимах оценивается путем сравнения значений амплитуды, фазового угла, частоты, скорости изменения частоты (ROCOF), измеренных посредством PMU, с соответствующими параметрами вектора, заданного цифровым симулятором (эталонным сигналом), путем определения суммарной векторной погрешности (TVE, *total vector error*), ошибки измерения частоты (FE, *frequency error*) и ошибки скорости изменения частоты (RFE, *rate of frequency error*).

Стационарным режимом считается режим, при котором значения U_m (I_m), f и φ тестового сигнала, а также все другие влияющие значения являются фиксированными и неизменяемыми в течение всего опыта в пределах точности измерений. Важно, что для значений частоты, отличных от номинальных, измеренный фазовый угол будет меняться даже при условии, что фаза тестового сигнала остается постоянной. Для проведения испытаний в стационарном режиме, сигналы (напряжение и ток) должны иметь постоянную амплитуду и частоту. Длительность каждого опыта в стационарном режиме должна составлять не менее 5 секунд. В течение каждого опыта должна быть произведено измерение всех предусмотренных каждым опытом параметров (характеристик) и расчет их средних и максимальных значений.

Спецификой измерений, выполняемых PMU, является точная привязка результатов измерений к астрономическому времени. Точность измерения абсолютного угла (положения векторов напряжений и токов) обеспечивается точной синхронизацией внутренних часов PMU с ГЛОНАСС (GPS)-приемниками. Стандарт предъявляет достаточно жесткие требования к точности синхронизации. Так, погрешность при синхронизации величиной в 1 мкс приведет к ошибке регистрации угла на $0{,}018^0$, погрешность при синхронизации величиной в 31 мкс - к ошибке регистрации угла на $0{,}57^0$, что приведет к превышению TVE установленного предела в 1%.

При проведении тестовых испытаний в каждом опыте должны быть произведен расчет *TVE, FE, RFE*. Также должны быть отдельно определены погрешности измерения величин напряжения, тока и фазового угла. Точность измерения данных величин отдельно не регламентируется, однако, данная информация может быть полезна для эксплуатирующих организаций при организации обмена технологической информацией между субъектами электроэнергетики с диспетчерскими центрами, а также при уточнении и формировании требований к *PMU* со стороны приложений-потребителей (например, верификации расчетных моделей, оценивании состояния и т.д.), так как, как правило, в данных приложениях применяются именно эти данные.

Испытания должны выполняться путем сравнения значений векторов, полученных в ходе проведения тестовых испытаний, с соответствующими теоретическими значениями Xr и Xi и путем расчета суммарной векторной погрешности в соответствии со следующей формулой:

$$TVE = \sqrt{\frac{\left(X_r(n) - X_r\right)^2 + \left(X_i(n) - X_i\right)^2}{\sqrt{X_r^2 + X_i^2}}} \qquad (1)$$

где

$X_r(n)$ и $X_i(n)$ - измеренные значения, переданные *PMU*,

X_r и X_i - теоретические значения входного сигнала в момент при известных условиях X_m, ω и φ.

Если частота входного сигнала в точности соответствует номинальной, вектор не будет зависеть от времени и его координаты будут зафиксированы и определены фазой сигнала. Если частота входного сигнала не равна номинальной, вектор будет вращаться в комплексной плоскости. Суммарная векторная погрешность является величиной векторной разности между теоретическим значением вектора и векторной величиной, переданной *PMU*.

Для проведения тестирования *PMU* в стационарном режиме используются следующие сигналы:

модель сигнала напряжения $U(t) = U_m \cos(2\pi f t + \varphi)$,

модель сигнала тока $I(t) = I_m \cos(2\pi f t + \varphi)$,

где φ - фазовый угол, f – частота входного сигнала.

Переходным режимом при тестировании *PMU* считается режим, в котором один или несколько входных параметров изменяются по заранее известному смоделированному закону.

Проверка характеристик *PMU* в переходных режимах производится при следующих условиях:

- модуляции амплитуды сигнала;
- модуляции фазового угла;
- при линейном изменении частоты сигнала;
- при ступенчатом изменении амплитуды сигнала;
- при ступенчатом изменении фазового угла.

При тестировании *PMU* в переходных режимах использовались сигналы, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Модели тестовых сигналов для тестирования в переходных режимах

Тип испытаний		Модель сигнала	примечание
Переходный режим	Модуляция сигнала	$x(t) = X_m\,[1+k_x\cos(2\pi f_m t)]\cdot$ $\cdot\cos\,[2\pi f_0 t + k_a\cos\,(2\pi f_m t - \pi)]$	k_x, k_a : коэффициенты модуляции амплитуды, фазы
			f_m: частота модуляции
	Скачкообразное изменение параметров	$x(t) = X_m\,[1+k_x\mathbf{1}(t)]$ $\cdot\cos\,[2\pi f_0 t + k_a\mathbf{1}(t)]$	$\mathbf{1}(t)$:функция единичного скачка
			k_x,k_a:коэффициент шага амплитуды и фазы
	Линейное изменение частоты	$x(t) = X_m \cos\,(2\pi f_0 t + \pi df t^2 + \varphi)$	f_0: номинальнаячастота
			df: скорость изменения частоты

Испытания на соответствие требованиям Стандарта должны выполняться путем сравнения значений векторов, полученных в ходе проведения тестовых испытаний, с соответствующими теоретическими значениями Xr и Xi и путем расчета суммарной векторной погрешности в соответствии с формулой (1).

Также отдельно определяются погрешности измерения величин напряжения, тока и фазового угла. Точность измерения данных величин отдельно не регламентируется, однако, данная информация может быть полезна для эксплуатирующих организаций при организации обмена технологической информацией между субъектами электроэнергетики с диспетчерскими центрами, а также при уточнении и формировании требований к PMU со стороны приложений-потребителей.

Диапазоны изменения параметров, в которых производится проверка характеристик PMU, а также шаг изменения параметров определены в сценариях для каждого теста.

Результаты измерения амплитуды входного сигнала (тока и напряжения) и вычисления TVE, FE, RFE по итогам тестов должны быть сведены в таблицы и отображены графически.

ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ НА RTDS

Было принято решение о необходимости проведения данных испытаний на программно-аппаратном комплексе RTDS (Real Time Digital Simulator) [10]. Преимуществом проведения испытаний именно на модели RTDS заключается в возможности повторять тесты с одинаковыми исходными параметрами неограниченное количество раз, фиксировать и (или) задавать параметры тестовых сигналов. RTDS – это полностью цифровой симулятор энергосистемы, способный

работать в режиме реального времени (рис.1). Он выполняет моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов (обычный временной шаг при моделировании – 50 мкс), используя сочетание специального аппаратного и программного обеспечения. Специализированная операционная система и аппаратная база симулятора RTDS гарантирует режим жесткого реального времени при моделировании. Симулятор предназначен для изучения стационарных режимов, электромагнитных и электромеханических переходных процессов в электроэнергетической системе (ЭС) в реальном масштабе времени.

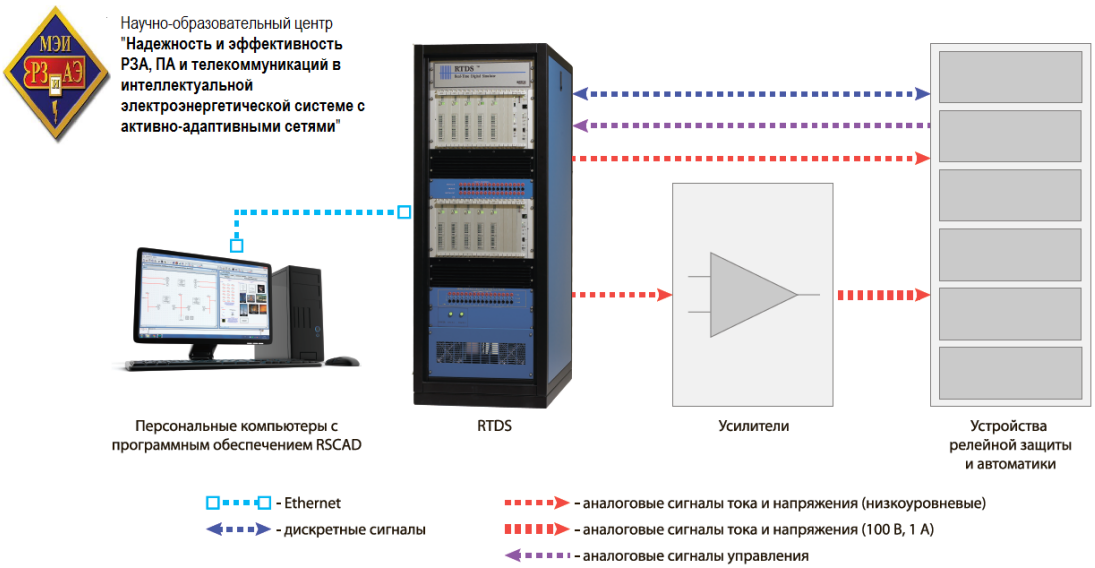


Рис.1 - Программно-аппаратный комплекс RTDS (Real Time Digital Simulator)

Через устройства ввода-вывода к RTDS подключается различное внешнее оборудование, такое как измерительные устройства, релейная защита и контроллеры, например, устройства управления регулируемых электроприводов или управляемых компенсаторов реактивной мощности. При этом условия функционирования подключенного оборудования соответствуют реальным условиям. Это позволяет тестировать функционирование устройств без их включения в реальную энергосистему.

Порядок проведения испытаний

Тестовая схема для проведения испытаний *PMU* должна соответствовать схеме, изображенной на рис.2, и включать в себя:

- устройства ввода-вывода сигналов через цифровые интерфейсы и/или аналоговые усилители напряжения и тока;
- источник(и) единого времени;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) технолога;
- тестируемые векторные измерительные преобразователи;
- цифровой осциллограф с частотой дискретизации не менее 100МГц и полосой пропускания не менее 60 МГц.

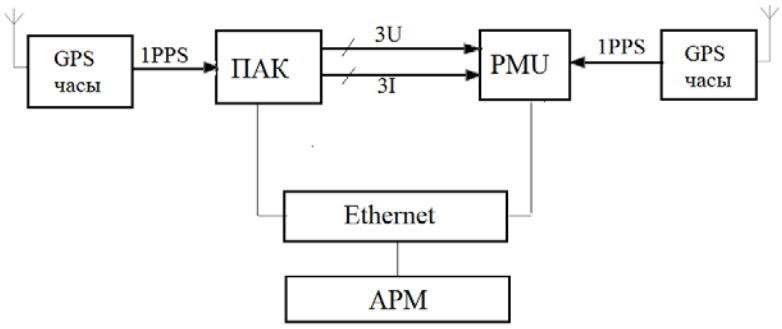


Рис.2 - Тестовая схема ПАК для проверки векторных измерительных преобразователей

Параметры входных сигналов варьируются в каждом тесте в соответствии с описанными сценариями.

Описание тестов и параметры сигнала приведены в разделе 1.6 [M]. Критерием удовлетворения характеристик PMU требованиям Методики является вхождение значений TVE, FE, RFE в указанные диапазоны во всех соответствующих тестах.

Для иллюстрации обработки данных тестирования и представления результатов рассматривается опыт изменения частоты входного сигнала, как наиболее сложного для оценивания параметра. В таблице 2 дан перечень основных числовых показателей, характеризующих точность измерения параметров вектора

Таблица 2. Результаты тестирования PMU при изменении частоты входного сигнала

Вариация, Гц (для классов М и Р)	**Прямая последовательность напряжения U_1 / тока I_1**									
	TVE (%)		погрешность по U (I) (%)		угловая погрешность (°)		FE (Гц)		RFE (мГц/с)	
	макс.	сред.	макс.	сред.	макс.	сред.	макс.	сред.	макс.	сред.

Таблица 2 заполняется при статистической обработке разности оценок параметров вектора и соответствующего эталонного сигнала. Полностью результаты статистической обработки представляются графически и передаются разработчикам аппаратуры PMU для анализа алгоритмов оценок параметров вектора и их корректировке при необходимости. Пример графического представления результатов показан на рис.3.

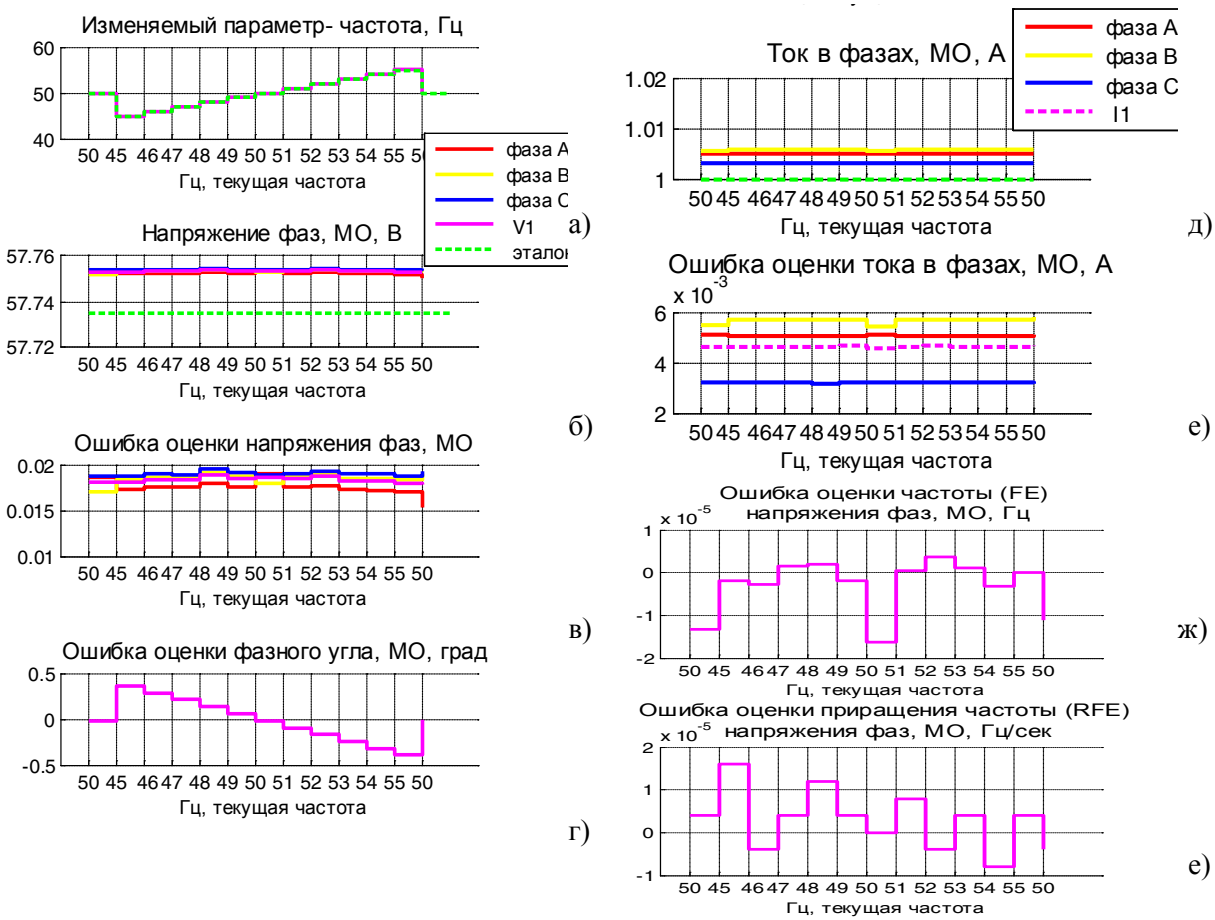


Рис.3. - Представление результатов статистической обработки оценок параметров векторов.

Рисунки 3,а) -3,е) отражают точность оценивания отдельных составляющих вектора. МО – математическое ожидание случайного процесса.

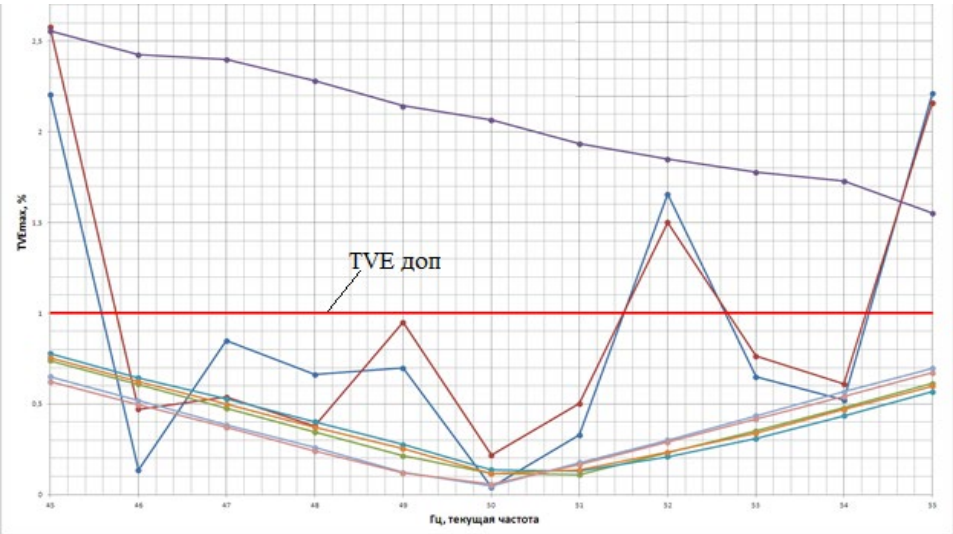


Рис.4 – Сопоставление результатов тестирование разных PMU.

На рис.4 показаны рассчитанные значения суммарной векторной погрешности в опыте изменения частоты, полученные в ходе проведения тестовых испытаний 8 PMU. Видно, что один PMU ни при каком значении частоты не удовлетворяет по точности требованиям Стандарта. Еще два PMU обеспечивают нужную точность не во всем диапазоне заданных частот. Остальные пять устройств полностью удовлетворяют в данном опыте требованиям Стандарта. Алгоритмы трех PMU требуют доработки.

ВЫВОДЫ

Методика сертификационных испытаний устройств синхронизированных векторных измерений разработана и апробирована в тесном контакте с производителями PMU и соответствует требованиям Стандарта IEEE C37.118.1.

Методика позволяет производить проверку PMU нового поколения для их использования при выполнении специализированных задач мониторинга и управления.

Выявлена необходимость доработки Методики в части уточнения требований к точности PMU в переходных режимах.

Результаты испытаний PMU различных производителей и выводы о соответствии характеристик PMU требованиям Методики должны способствовать:

- уточнению требований к точности измерения параметров электроэнергетического режима PMU со стороны эксплуатирующих организаций (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», генерирующих организаций и др.) в зависимости от приложений, применяющих данные синхронизированных векторных измерений;
- дальнейшему техническому совершенствованию программно-аппаратной базы PMU производителями устройств и обеспечению их применения в качестве технических средств для WAMPACS.

ЛИТЕРАТУРА

[1] IEEE Std C37.118.1-2011. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.

[2] IEEE Std C37.242-2013. IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMUs) for Power System Protection and Control

[3] Evaluation of PMU Performance During Transients M. Balabin, K. Görner, Y. Li, Student Member, IEEE, I. Naumkin and C. Rehtanz Senior Member, IEEE

[4] Yi Hu; Novosel, D., "Progresses in PMU testing and calibration," Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on , vol., no., pp.150-155, 6-9 April 2008

[5] Phadke, A. G.; Kasztenny, B. "Synchronized Phasor and Frequency Measurement Under Transient Conditions". IEEE Transactions on Power Delivery. 2009.

[6] "PMU System Testing and Calibration Guide". North American Synchrophasor Iniciative (NASPI), Performance and Standart Task team. 2007.

[7] Y. Hu and D. Novosel, "Progresses in PMU testing and calibration," 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Vols 1-6, pp. 150-155, 2008.

[8] A. G. Phadke and B. Kasztenny, "Synchronized Phasor and Frequency Measurement Under Transient Conditions," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, pp. 89-95, Jan 2009.

[9] А.В.Мокеев, В.Н.Бовыкин, А.В.Миклашевич, Д.Н.Ульянов «Устройства синхронизированных векторных измерений с поддержкой стандартов IEEE C37.118 и IEC 61850» / Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем - 2013 // Сб. мат. межд. науч.-техн. конф. Екатеринбург, 2013.

[10] Real Time Digital Simulation for the Power Industry. RTDS Technologies Inc. Winnipeg, Manitoba, Canada. Available: http://www.rtds.com/RTDS_Corporate_Profile.pdf

ТИПОВОЕ ПРОЕКТНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАС И СМПР ДЛЯ ОБЪЕКТА ГЕНЕРАЦИИ НА ОСНОВЕ ПАРМА РП 4.11

Башляев А.И., Егорченков Д.В., Сулимов Д.В. (ООО «ПАРМА»)

В настоящее время во исполнение Приказа Минэнерго №380 от 29.08.2011 г. на объектах электроэнергетики создаются элементы нижнего уровня систем СМПР и РАС. Пункт 8.10.9 Приказа говорит об обязательном создании таких систем на объектах генерации с установленной мощностью 500 Мвт и более. Нашей компанией разработан, сертифицирован и внедряется в эксплуатацию комплекс ПАРМА РП 4.11 соединяющий в едином конструктивном исполнении функционал и СМПР и РАС. Распределенная конфигурация комплекса позволяет размещать его элементы как удаленно друг от друга, так и компактно в напольных шкафах в зависимости от принятых проектных решений. Для иллюстрации особенностей и преимущества предлагаемого оборудования и проектных решений ниже рассмотрено техническое решение на примере Череповецкой ГРЭС как довольно типичной проектной задачи – необходимости создания СМПР ***всей*** станции (с существующими 3-мя энергоблоками) при строительстве и вводе в эксплуатацию ПГУ 420 Мвт и новых отходящих 2-х ВЛ 220кВ с одновременным расширениям существующей системы РАС в части ПГУ.

На Рис. № 1 приведена структурная схема проектного решения. Система РАС существующей станции остается без изменений и только интегрируется с вновь вводимыми совмещенными серверами РАС/СМПР. Для обеспечения функций СМПР существующих генераторов и ВЛ вновь добавляются преобразующие устройства ПУ16/32М4 , которые удаленно по оптоволокну подключаются к вновь вводимым Регистраторам №№ 5,7 (ПГУ и новое ОРУ).

На Рис. № 2,3 показаны присоединения аналоговых входов ВЛ и генератора для обеспечения аварийной регистрации и функции СМПР . Как правило для генераторного присоединения достаточно одного преобразующего устройства ПУ16/32М4 со следующим распределением каналов :

№ канала	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Сигнал	Ua	Ub	Uc	Ia	Ib	Ic	Uвозб.	Iвозб.
Назначение	СМПР РАС	СМПР РАС	СМПР РАС	СМПР	СМПР	СМПР	СМПР РАС	СМПР РАС
№ канала	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**
Сигнал	Ia	Ib	Ic	3Io	+Uаб	-Uаб	резерв	резерв
Назначение	РАС	РАС	РАС	РАС	РАС	РАС	РАС	РАС

Для ВЛ набор сигналов шире , но и здесь можно предложить типовой набор :

№ канала	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Сигнал	Ua	Ub	Uc	Ia	Ib	Ic	3Uo	Ia
Назначение	СМПР РАС	СМПР РАС	СМПР РАС	СМПР	СМПР	СМПР	РАС	РАС
№ канала	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**
Сигнал	Ib	Ic	3Io	Iпрд.дфз	Iпрд.дфз	+Uаб	-Uаб	резерв
Назначение	РАС	РАС	РАС	РАС	РАС	РАС	РАС	РАС

Подобное совмещение функций в одном устройстве дает более ***компактное*** и ***экономичное*** по затратам решение и одновременно уменьшает нагрузку на вторичные цепи в связи с использование цепей напряжения одновременно для РАС и СМПР а в перспективе и для КЭ (работы ведутся). К преимуществам комплекса следует отнести и синхронизацию аварийных процессов с астрономическим временем на уровне СМПР – то есть 1 мкс.

Конструкция ПУ-16/32М4 (для задач РАС/СМПР) модульная, каждый модуль имеет свой АЦП, частота дискретизации – 19200 Гц. Полученные «точки» посылаются в блок регистрации на вход функции РАС, для целей СМПР полученные «точки» подвергаются математической обработке на специализированных процессорах непосредственно в ПУ и далее в блок регистрации посылаются уже рассчитанные «синхрофазоры». Синхронизация с астрономическим временем осуществляется в момент оцифровки сигналов в ПУ, метки времени посылаются от источника GPS/Glonass через блок регистрации и оптоволокно в дуплексном режиме (от блока регистрации в ПУ синхроимпульсы, обратно измерения и синхрофазоры)

Использование оптоволокна для связи преобразующих устройств с блоком регистрации минимизирует объем монтажных работ и материалов, повышает помехоустойчивость и безопасность. Преобразующие устройства могут располагаться как на существующих панелях, так и в напольных и навесных шкафах, что и реализовано в проекте РАС/СМПР Череповецкой ГРЭС.

Все регистраторы объединены в локальную сеть с 2-мя серверами и набором коммутаторов для обеспечения выдачи данных системному оператору и в АСУТП как в on-line режиме, так и в режиме off-line через FTP.

Функция PDC может быть реализована как на внешнем ПО PDC , располагаемом на выделенных серверах РАС/СМПР, так и непосредственно в блоках регистраторов РП 4.11с отказом от серверов (что может дать еще более экономичное проектное решение для объекта).

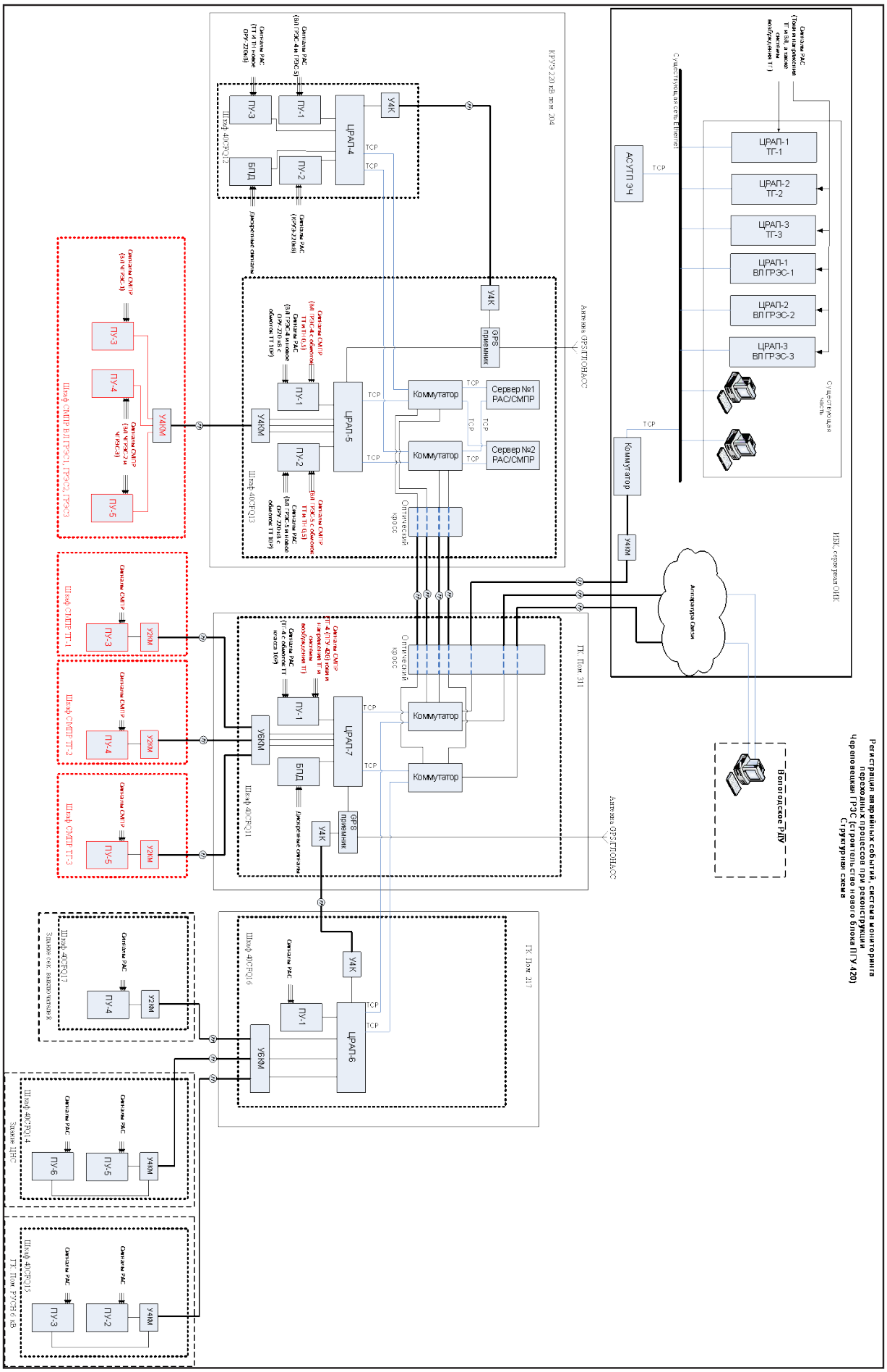


Рис. № 1. Структурная схема системы РАС/СМПР

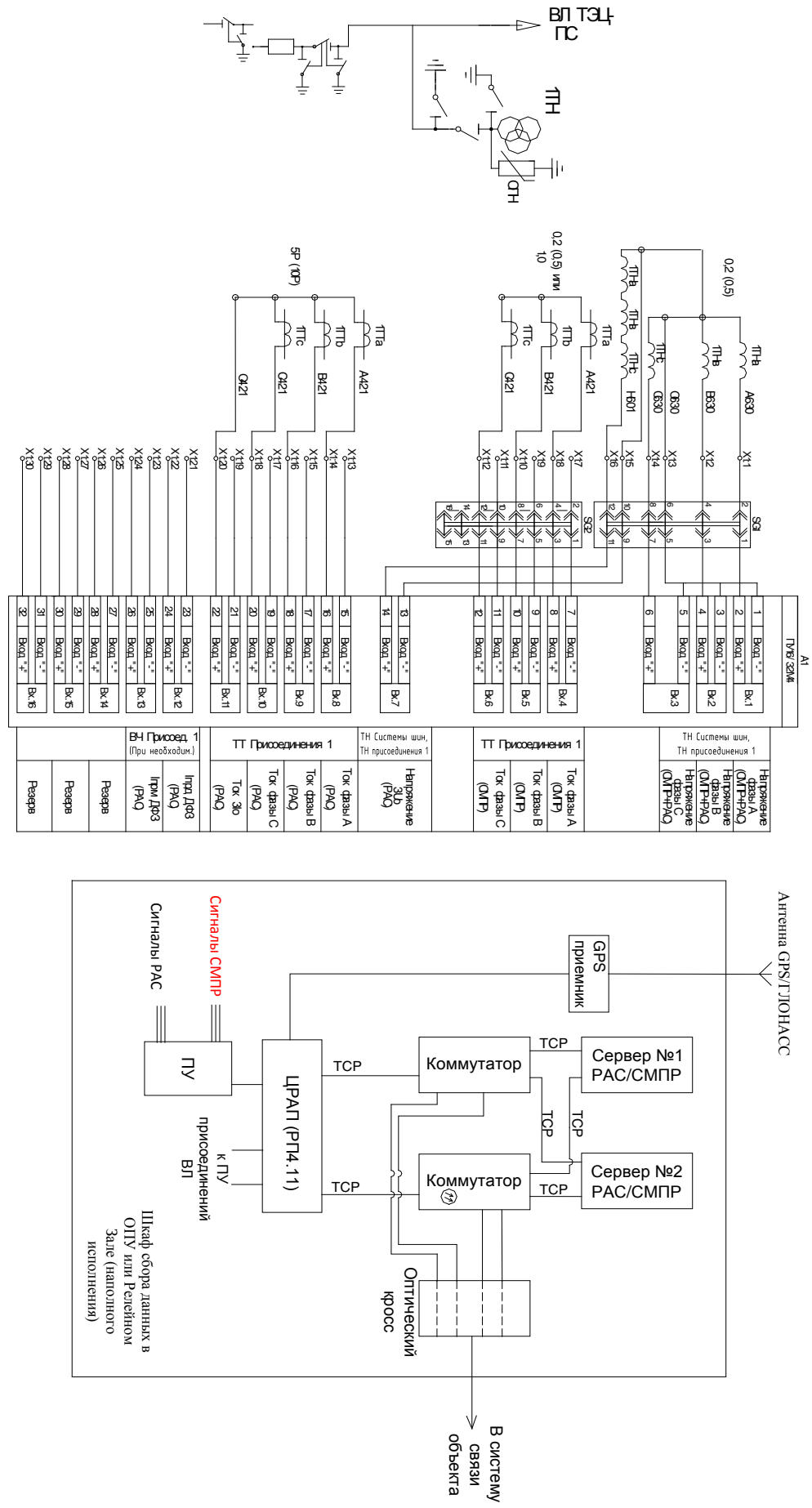


Рис. 2. Типовая схема регистрации (РАС и СМПР) аналоговых входов ВЛ

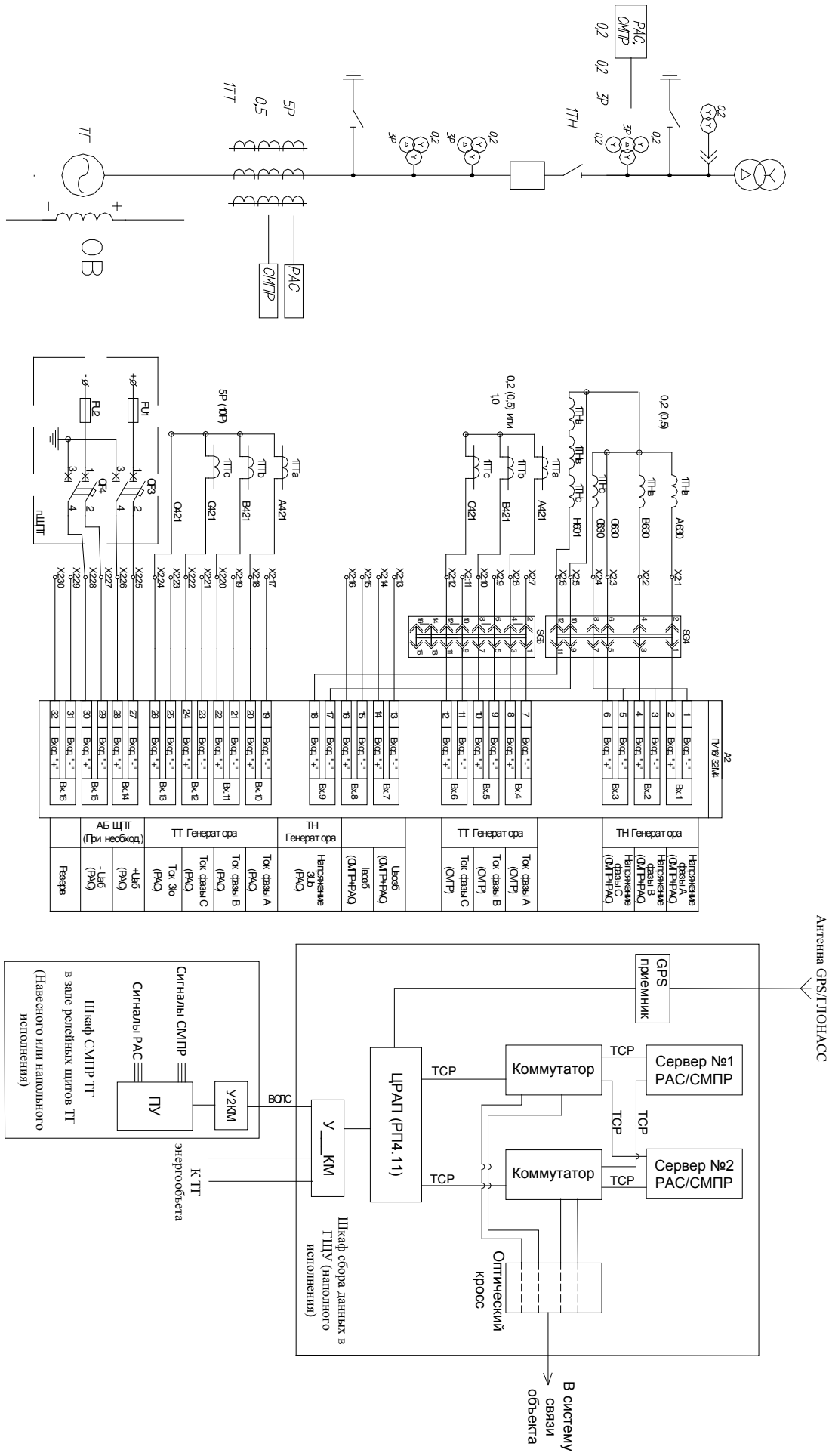


Рис. № 3. Типовая схема регистрации (РАС и СМПР) аналоговых входов генераторных присоединения

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

[1] Башляев А.И. – технический директор ООО «ПАРМА».

[2] Егорченков Д.В. – начальник проектного отдела ООО «ПАРМА».

[3] Сулимов Д.В. – директор ООО «ПАРМА».

ПРОГРАММНО - ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС СМПР

Черепов А.С., Мустафин Р.Р., Молвинских М.Ю.
ООО «Прософт-Системы»

Идеологом развития системы мониторинга переходных режимов (СМПР) в ЕЭС России является ОАО «СО ЕЭС». В настоящее время ОАО «СО ЕЭС» контролирует процесс разработки и согласования проектов создания и внедрения ПТК СМПР на объектах электроэнергетики, формирует требования к характеристикам и функциональности PMU и PDC, разрабатывает нормативно-техническую документацию и обеспечивает мониторинг эксплуатации ПТК СМПР [1].

Компания ООО «Прософт-Системы» активный поставщик оборудования ПТК СМПР на российском рынке с 2012 года. В основе построения ПТК СМПР лежат устройства низового уровня (регистраторы СМПР собственной разработки) удовлетворяющие техническим требованиям ОАО «СО ЕЭС» и стандарта С37.118 в части измерения и передачи параметров электрического режима и дополнительно имеющие возможность записи фалов аварийных событий в энергонезависимую память.

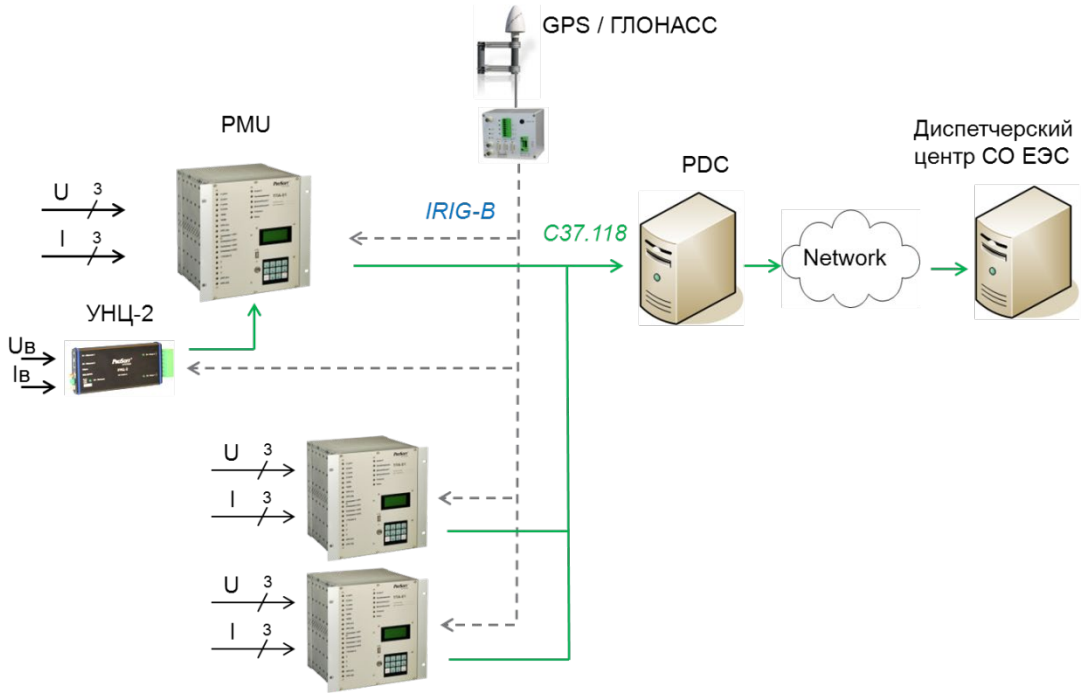


Рис. 1 Структурная схема ПТК СМПР

Согласно требованиям ОАО «СО ЕЭС» регистратор СМПР должен иметь следующие метрологические характеристики в установившемся режиме:

- предел допускаемой погрешности измерений частоты – 0,001 Гц;
- предел допускаемой погрешности измерений угла фазового сдвига – 0,1 град.;
- предел допускаемой погрешности измерения напряжения – 0,2%;
- предел допускаемой погрешности измерения тока – 0,2%;
- предел допускаемой погрешности синхронизации по времени – 1 мкс.

Данные характеристики подтверждаются в лабораториях аккредитованных Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии. Однако существуют характеристики, которые требуют специальных испытаний. С целью определения характеристик регистраторов при динамических изменениях параметров входных сигналов в 2013 году проводились испытания на цифровом программно-аппаратном комплексе RTDS, способном воспроизвести тестовые сигналы в цифровом и аналоговом виде с заданными параметрами.

Критерием соответствия характеристик регистраторов предъявляемым требованиям является вхождение значений параметров TVE (total vector error), FE (frequency error), RFE (rate of frequency error) в диапазоны указанные в стандарте С37.118-2011 во всех соответствующих тестах.

Помимо требований по точности измерения параметров в технических требованиях ОАО «СО ЕЭС» имеются требования по измерению параметров тока и напряжения возбуждения. Особенностью которых является относительно высокий потенциал цепей возбуждения относительно земли, что формирует высокие требования по изоляции измерительных цепей. Величина тока возбуждения синхронного генератора может достигать несколько кА, в связи с этим измерения выполняются с помощью шунта в цепи возбуждения с номинальным значением падения напряжения на шунте

75 (100) мВ. Расстояние между помещением системы возбуждения и релейным залом может достигать несколько десятков метров. Решение перечисленных задач потребовало разработки специализированного цифрового преобразователя сигнала, который предназначен для передачи оцифрованных значений напряжения и тока системы возбуждения генератора в регистратор СМПР на значительных расстояниях без внесения задержки по времени, так как данное устройство также синхронизируется от GPS приемника.

При построении системы согласно рис.1 наиболее оптимальным решением является вычисление фазоров тока и напряжения в регистраторах СМПР с последующей передачей полученных данных на сервер концентратор векторных измерений (PDC). Выбор вычисляемых параметров отправляемых в реальном времени и параметров, предназначенных для хранения, осуществляется непосредственно на сервере (PDC), что обеспечивает высокую эффективность системы.

Для синхронизированных измерений тока и напряжения системы возбуждения генераторов разработано УНЦ-2 (Устройство нормализации цифровое – 2). Специфика применения подразумевает наличие синфазной составляющей в аналоговом сигнале, амплитудой до 2кВ. Стандартные цифровые изоляторы, имеющиеся на рынке не подходят, поскольку рассчитаны на длительное приложенное напряжение не более 250 В, либо не позволяют выполнить устройство компактным. Для решения этой задачи применяются изоляторы собственного производства на основе планарных трансформаторов, а развязка по питанию реализована с помощью трансформатора на требуемое напряжение изоляции.

Рис. 2 Устройство нормализации цифровое (УНЦ-2)

Для СМПР важна точная привязка мгновенных значений к астрономическому времени. В связи с этим, в разрабатываемое устройство была добавлена поддержка синхронизации по протоколу IRIG-B. Данный функционал был реализован на программируемой логике с использованием ПЛИС Cyclone 3.

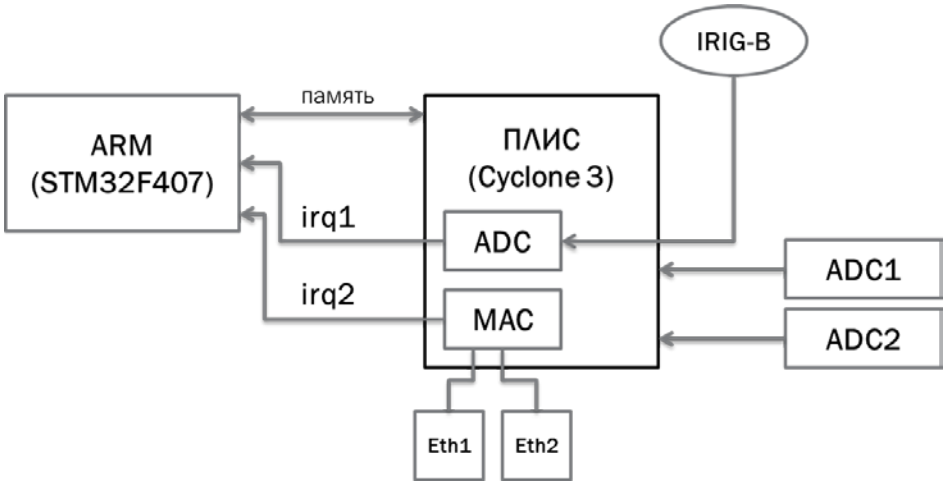


Рис. 3 Структурная схема УНЦ-2

ПЛИС позволяет выполнять оцифровку аналогово сигнала с точностью не хуже 100 нсек. Таким образом, для ARM микроконтроллера, ПЛИС выступает в роли АЦП, подготавливая полубуфер мгновенных значений. Для передачи мгновенных значений в СМПР были опробованы несколько цифровых протоколов. Протоколы из спецификации МЭК 61850-9-2LE не подходят из-за ограничений по частоте дискретизации (с целью повышения точности измерения в производимых компанией регистраторах используются частота дискретизации 10 кГц, в то время как 9-2LE ограничивается двумя частотами 4 кГц и 12800 кГц). Глава 9-2 стандарта МЭК 61850 [3] описывает протокол Sampled values без ограничения по частоте дискретизации, при этом формат передачи не является оптимальным для данной

задачи ввиду своей избыточности, которая приводит к дополнительной нагрузке на принимающее устройство. Учитывая вышеизложенное, специалистами компании разработан специальный цифровой протокол передачи мгновенных значений. Протокол получился простым как для отправляющей стороны, так и для приемной, а также обладающий гибкостью в расширении функционала. Для обеспечения приоритетов исходящего трафика, MAC уровень был реализован в ПЛИС, что дополнительно позволило выполнять такие функции, как отправка пакетов в заданный момент времени.

УНЦ-2 осуществляет дискретизацию входных сигналов и передает полученные данные в регистратор СМПР по цифровому протоколу передачи данных.

Идея интеграции функций PMU в другие аппаратно-программные решения находит широкое применение за рубежом. Потребность в данных решениях назрела и на российском рынке. В настоящее время далеко не все объекты оснащены регистраторами аварийных событий (РАС) и возможны ситуации, когда субъектам электроэнергетики экономически выгодно применение двух функциональных устройств РАС и СМПР на единой аппаратной платформе. Для решения подобных задач серийно выпускаемый регистратор РАС был дополнен функционалом регистратора СМПР. Для обеспечения совмещения требований по записи информации в аварийных режимах и высокой точности измерения используется подключение к обмоткам трансформаторов тока 10Р (5Р) для функции РАС и 0,5 для функции СМПР.

Для реализации ПТК СМПР необходимым условием является наличие синхронизированных данных. К сожалению, большинство объектов не оснащены данными устройствами, так как высоких требований по синхронизации (1 мкс.) до внедрения систем СМПР не предъявлялось, а существующие на объектах системы телемеханики имеют точность синхронизации 1 мс [2].

Представленные на рынке устройства GPS-приемники имеют высокую стоимость и редко поддерживают отечественный стандарт ГЛОНАСС. В связи с этим, компания Прософт-Системы видит необходимость в разработке собственного приемника, который бы соответствовал современным требованиям и при этом имел возможность подключения к оборудованию других производителей. В версии стандарта С37.118 в качестве протокола синхронизации устройств векторных измерений требуется поддержка протокола IRIG-B. К слову, не все отечественные производители регистраторов СМПР восприняли данное требование, ввиду его отсутствия со стороны российских заказчиков.

Данные с регистраторов передаются в PDC и хранятся в специализированной базе данных. Программное обеспечение сервера вычисляет производные параметры: векторы прямой последовательности, значения активной и реактивной мощности и др.

Объем дискового пространства сервера рассчитан на хранение данных за 14 дней работы. Особенность применения PDC – возможность прореживания данных при отправке в диспетчерский центр. В кадр помещаются набор параметров за один временной срез в соответствии с настроенным списком для передачи: амплитуда и угол напряжения прямой последовательности, активная и реактивная мощность для генераторов и линий, а также ток и напряжение системы возбуждения для генераторов.

В настоящее время компания Прософт-Системы предлагает весь комплекс работ по реализации ПТК СМПР. По состоянию на начало 2014 года реализованы проекты на Сургутской ГРЭС-2, Березовской ГРЭС, Уренгойской ГРЭС, Нижневартовской ГРЭС, Рефтинской ГРЭС.

Регистраторы соответствует требованиям ОАО «СО ЕЭС» и требованиям стандарта С37.118-2011. Расширение функционала ПТК СМПР планируется через расширение функций концентратора векторных данных. Например, планируется организовать передачу осциллограмм с регистраторов на сервер с последующим хранением данных на сервере в формате пригодном для использования специалистами ОАО «СО ЕЭС» (анализ аварийных событий, верификация моделей ЭС).

В планах разработка устройства для проведения измерений угловой скорости и угла ротора нагрузки синхронной машины с последующей передачей информации в ПТК СМПР. Специалисты компании принимают активное участие в испытаниях регистраторов СМПР на программно-аппаратных комплексах (RTDS, OPAL-RT).

ЛИТЕРАТУРА

[1] Жуков А.В., Дубинин Д.М. Внедрение ПТК СМПР на объектах электроэнергетики: эффективный инструмент повышения надежности энергосистемы.

[2] СТО 56947007-25.040.40.112-2011.

[3] Part 9-2: IEC 61850-9-2:2004(E).

ПРИНЦИПЫ И ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМ WAMPAC ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ КЛАСТЕРОВ ОЭС ВОСТОКА

И.А. ТЕЛЬГАЕВ (ЗАО «НОВИНТЕХ»)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

WAMPAC, СВИ, цифровая подстанция, энергокластер

1 ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в энергосистеме России технология синхронизированных векторных измерений находит все более широкое применение. Это обусловлено тем, что, благодаря точной временной синхронизации, системы СВИ предоставляют информацию значительно более высокого качества по сравнению с существующими системами телеизмерений. Синхронизированные замеры параметров режима в реальном времени в различных узлах системы и передача их на центральный сервер позволяет организовать мониторинг переходных режимов, а также сформировать основу для систем распределенного управления и защиты в режиме реального времени.

В разрабатываемых проектах интеллектуальных кластеров ОЭС Востока системы мониторинга переходных режимов реализуются в соответствии с принципами, используемыми иностранными производителями и подрядчиками. В качестве основы для анализа были использованы решения, предлагаемые такими производителями, как Elpros (Словения), Electric Power Group (США) и Psymetrix (Alstom, Великобритания).

В общем случае система СВИ представляет собой трехуровневую структуру: нижний уровень сбора данных и формирования кадров С37.118, средний уровень концентрации и первичной обработки данных С37.118 и верхний уровень приложения синхронизированных измерений к определенным алгоритмам анализа. Проанализировав доступные решения можно отметить, что нижний и средний уровень принципиально схожи для всех реализованных систем СВИ, верхний же уровень определяется функциональными требованиями для каждого конкретного случая.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ЭНЕРГОКЛАСТЕРА «ЭЛЬГАУГОЛЬ»

Система мониторинга переходных режимов в энергокластере «Эльгауголь» создается для измерения и визуализации характеристик транзита между ПС «Призейская» и ПС «Эльгауголь», обработки и хранения полученной информации на серверах ЦУГП, а также для мониторинга воздействий автоматизированных активно-адаптивных алгоритмов управления СКРМ, в том числе и для дополнительной верификации параметров автоматической адаптивной системы оптимального управления напряжением и реактивной мощностью (ААСОУ).

Главным отличием СМПР энергокластера «Эльгауголь» от уже реализованных аналогичных систем является ее интеграция в шину процесса по протоколам МЭК61850-9-2 и МЭК61850-8-1, что соответствует общей стратегии внедрения принципов «цифровой подстанции».

Энергетический кластер «Эльгауголь» включает в себя двухцепный транзит ВЛ 220 кВ с подстанциями: ПС 220 кВ «Эльгауголь», ПС 220 «А», ПС 220 «Б», ПС 220 кВ «Призейская»). Подстанции А и Б предназначены для электроснабжения потребителей подъездного железнодорожного пути от ж.д. станции Улак к Эльгинскому угольному месторождению (ж.д. станции А и Б). Подстанция 220/35/10 кВ Призейская размещается в п.Верхнезейск Амурской области, в 180 км севернее г.Зея и предназначена для электроснабжения потребителей района Байкало-Амурской магистрали (БАМ).

Система мониторинга переходных режимов энергокластера состоит из 8 регистраторов СМПР (PMU) и 4 концентраторов векторных данных (PDC). На каждой из подстанций устанавливается по 2 PMU и 1 PDC. Установленные PMU производят замеры параметров транзита (напряжения на линиях и шинах, тока в линиях, активная и реактивная мощность, частота и т.д.) в соответствии с протоколом С37.118. Получение информации от измерительных трансформаторов и коммутационной аппаратуры происходит по шине процесса в соответствии с протоколами МЭК61850. Получение данных аналоговых измерений осуществляется с помощью пактов Sampled Values в соответствии с протоколом МЭК61850-9-2LE. Потоки

выборочных значений формируются устройствами сопряжения аналоговых сигналов с шиной процесса с частотой 80 выборок за период. Получение дискретных данных о состоянии коммутационных аппаратов осуществляется с помощью сообщений формата GOOSE в соответствии с протоколом МЭК6180-8-1. Синхронизация измерений осуществляется по протоколу PTP (IEEE 1588) так же посредством шины процесса, что позволяет избавиться от отдельной сети синхронизации. Полученную информацию PMU отправляют подстанционному концентратору, где происходит их корреляция, обработка, а также архивация полученных значений как в нормальном режиме, так и в переходном режиме с частотой 50 раз в секунду. Сообщения от подстанционного концентратора передаются в ЦУГП и ААСОУ группы подстанций.

На верхнем уровне планируется реализация системы визуализации и анализа полученных данных на базе специализированного ПО концентраторов векторных измерений. Функции системы:

- расчет параметров режима на основании полученных данных (разность фазовых углов, перетоков мощностей и т.д.),
- определение отклонения величин от установленного номинального значения,
- оценка запаса реактивной мощности,
- определение и сигнализация ненормальных режимов,
- визуализация измеренных и рассчитанных параметров (графики, столбчатые диаграммы, мнемосхемы, векторные диаграммы и т.д.) в реальном времени,
- воспроизведение данных из архива,
- разграничение уровней доступа пользователей.

Таким образом, в энергокластере «Эльгауголь» будет создана полноценная, полностью цифровая система WAMS, позволяющая в реальном времени осуществлять мониторинг транзита, переходных режимов и работы системы автоматического адаптивного оптимального управления напряжением и реактивной мощности.

В сети энергокластера обеспеченность векторными измерения достаточная для определения режима. Однако для оптимизации потерь необходимо также определение режима в прилегающих участках сети (цепочка Тында -Призейская –Февральская и ВЛ Зейская ГЭС- Призейская). В данных участках сети устройства PMU отсутствуют, поэтому определение режима с помощью векторных измерений для всего участка сети невозможно.

В связи с этим, определение режима по данным векторным измерениям будет произво-
дится только для сети энергокластера. Результаты этих расчётов будут использованы для сравнения с результатами обычной оценки состояния и приобретения опыта работы с СВИ. С развитием сети, прилегающей к энергокластеру, и увеличением количества установленных устройств PMU, станет возможным использовать определение режимов по векторным измерениям может вместо классических методов оценки состояния.

ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ЭНЕРГОКЛАСТЕРА «ВАНИНО»

Система синхронизированных векторных измерений энергокластера «Ванино» создается для определения и визуализации параметров режима, транзита мощности, повышения пропускной способности линий, а также обеспечения информацией системы комбинированного мониторинга состояния ВЛ и районных систем распределенного управления.

Энергокластер представляет собой группу из пяти подстанций: ПС 500 кВ Комсомольская, ПС 220 кВ Селихино, ПС 220 кВ Уктур, ПС 220 кВ Высокогорная, ПС 220 кВ Ванино. В качестве места размещения АСУТП ЭК «Ванино» выбрана ПС 500 кВ Комсомольская.

Устройства СВИ подключаются к измерительным ТТ/ТН и производят измерение следующих параметров линий: Ua, Ub, Uc, Ia, Ib, Ic, f, df/dt, P, Q. На основе полученной информации устройства формируют кадры синхронных измерений в соответствии с протоколом С37.118 (МЭК 61850-90-5) с частотой 50 сообщений в секунду. Устройства СВИ должны быть синхронизированы с сервером точного времени по протоколу PTP.

Передача измерений концентратору СВИ осуществляется по подстанционной шине (МЭК 61850-8-1) в соответствии с протоколом С37.118.

Подстанционный концентратор синхронизированных векторных измерений получает данные от устройств PMU, выполняет их обработку и архивацию. После обработки обобщенная информация передается в локальную ССПИ по подстанционной шине МЭК 61850-8-1 и центральному PDC на ПС Комсомольская по единой станционной шине ЭК в соответствии с протоколом С37.118 (МЭК61850-90-5) с частотой 50 сообщений в секунду. При потере связи с центральным PDC подстанционный PDC буферизирует передаваемые данные и выполняет их передачу по ее восстановлении.

Выравнивание полученных данных в концентраторе осуществляется по метке времени кадра; в случае ошибки синхронизации PMU и отсутствия метки времени данные в суммарном кадре выравниваются по принципу “upon arrival” (по прибытию).

PDC имеет устройство хранения, позволяющее производить архивирование, получаемых данных. Система архивирования состоит из двух частей: архив нормального режима и архив аварийного режима. Архив нормального режима представляет собой циклический архив, в который заносятся все получаемые данные с настраиваемым разрешением по времени. В архив аварийного режима заносится определяемый пользователем объем данных с настраиваемым разрешением по времени только в условиях возникновении ненормального режима (при выполнении определенных условий).
Взаимодействие с PDC осуществляются с помощью специализированного ПО, установленного на АРМ оператора. С помощью него возможна визуализация получаемых измерений как в реальном времени, так и из архива. Формы и параметры визуализации настраиваются пользователем.
Верхний уровень системы СВИ ЭК организуется на ПС 500 кВ Комсомольская на отдельном сервере, оборудованном устройством хранения повышенной надежности, с установленным специализированным модульным ПО – центральном PDC.
Помимо сбора информации с локальных PMU, центральный концентратор осуществляет прием синхронизированных векторных измерений от концентраторов четырех других подстанций энергокластера, их обработку и передачу в SCADA. Передача данных центральному PDC осуществляется с частотой 50 сообщений в секунду по единой станционной шине энергокластера в соответствии с протоколом C37.118 (МЭК61850-90-5).

ПТК верхнего уровня системы СВИ энергокластера обеспечивает визуализацию и анализ измеряемой PMU информации, предусматривает возможность использования информации СВИ в качестве исходной для выполнения оценки состояния энергокластера и сигнализации степени активных или потенциальных нарушений в энергосистеме, таких как колебание или возмущение.
ПТК верхнего уровня системы СВИ энергокластера предоставляет возможность для решения следующих задач:

- динамическая идентификация параметров схем замещения ВЛ и трансформаторов

На основании синхронизированных векторных измерений по концам линии ПТК в реальном времени точно определяет такие распределенные праметры самой линии, как активное и индуктивное сопротивление, емкость, отслеживает динамику их изменения. Данная информация используется, например, для динамического определения допустимых пределов загруженности линии или уточнения уставок устройств релейной защиты.

- расчет средней температуры проводов ВЛ

Синхронизированные векторные измерения и определенные на их основе параметры используются ПТК для мониторинга ВЛ по температуре в реальном времени. Это позволяет более точно оценивать загруженность линии передачи относительно допустимых пределов.

- расчет и структурирование технических потерь мощности в ВЛ и трансформаторах

ПТК верхнего уровня определяет в реальном времени значения активной и реактивной мощности по концам линии, а также ее распределенные параметров. На основании полученных данных производится оценка потерь в линии с возможностью структурирования их по типам.

- динамическая оценка состояния энергокластера

ПТК верхнего уровня производит синхронные измерения в нескольких узлах энергокластера каждый период промышленной частоты. На основании полученных параметров ПТК производит динамическую оценку состояния энергокластера в реальном времени, что может быть использовано для решения задач оперативного управления.

- обнаружение возможного разделения системы с последующей ресинхронизацией отделенных участков

На основании мониторинга отклонения частоты и динамики изменения взаимного угла между напряжениями разных узлов ПТК определяет несинхронные части энергокластера и места возможного разделения системы. Средства визуализации «проблемных» узлов с отображением фазных углов напряжения и частоты в реальном времени позволяют оператору более точно и надежно восстановить синхронную работу несинхронных частей сэнергосистемы.

- обнаружение качаний мощности с определением источника качаний

На основании мониторинга взаимного отношения частоты и мощности ПТК верхнего уровня способен выделять составляющие качаний мощности, влияющие на возникновение качаний ротора генератора. Осуществляется отслеживание пути моды, вызывающей качание генератора, тем самым определяется ее источник. Благодаря визуализации результатов анализа, оператор может наглядно оценить ситуацию и принять соответствующие меры.

- послеаварийный анализ

Благодаря настраиваемым функциям архивирования и визуализации ПТК верхнего уровня СВИ предоставляет широкие возможности для послеаварийного анализа событий.

Средство визуализации синхронизированной векторной информации имеет трехуровневую структуру, позволяющую визуализировать измеряемые параметры на уровне региона, узла, присоединения. Пользователь имеет возможность визуализировать как измеренные, так и рассчитанные параметры в различной форме: круговые диаграммы, графики зависимостей, столбчатые диаграммы, диаграммы с привязкой к географической карте. Возможна настройка допустимых пределов с визуальной сигнализацией их нарушения. Доступна визуализация измеренных и рассчитанных параметров из архива.

Результаты обработки синхронизированных векторных измерений передаются в специализированный ПТК для реализации комбинированного мониторинга параметров ВЛ 220 кВ. Специализированный ПТК осуществляет сравнительный анализ расчетных и измеряемых величин от системы СВИ и от системы мониторинга ВЛ 220 кВ.

Результаты обработки векторных измерений передаются в ЦУС МЭС Востока (ЦУС г. Хабаровск) и Хабаровское РДУ.

ХАРАКТЕРИСТИКА СТАНДАРТА МЭК 61850-90-5

В качестве одного из вариантов организации передачи данных синхронизированных векторных измерений в интеллектуальной сети ЭК «Ванино» рассматривается использование протокола МЭК 61850-90-5. Данный стандарт был опубликован Международной Электротехнической Комиссией (МЭК) в мае 2012 года. Протокол описывает передачу данных о дискретном состоянии и синхронизированных по времени электрических измерений в распределенных сетях, а также позволяет организовать системы распределенного мониторинга, защиты и управления (WAMPAC) на базе протоколов группы МЭК61850, широко используемых сегодня в автоматизации подстанции. Действующий стандарт С37.118 определяет требования к технологии и качеству синхронизированных векторных измерений в переходных режимах, технологии их передачи по UDP/IP, а также форматы используемых сообщений. Несмотря на длительное существование стандарта, в нем по-прежнему имеются некоторые «пробелы»: стандарт не определяет средства защиты передаваемого трафика, отсутствие единого набора средств при конфигурировании передаваемых наборов данных, отсутствие стандартных имен данных, отсутствие возможности отправки отрицательного ответа от сервера. Привязка структуры кадров С37.118 к службам GOOSE и SV позволит осуществлять обмен информацией СВИ, не нарушая принципов, заложенных стандартом С37.118, а также повысить надежность и унифицированность таких систем в рамках цифровых подстанций. МЭК 61850-90-5 позволяет также осуществлять маршрутизацию передаваемых данных, для чего в нем даются определения новым службам R-GOOSE для маршрутизации данных о событиях и R-SV для маршрутизации периодических данных.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализация проектов энергокластеров «Эльгауголь» и «Ванино» позволит получить ценный опыт в создании и эксплуатации систем WAMS. Проект энергокластера «Эльгауголь» позволит получить практические знания в сфере организации системы синхронизированных векторных измерений на базе шины процесса МЭК 61850-9-2, а также использования данных СВИ в алгоритмах активной адаптивной системы оптимального управления напряжением и реактивной мощностью. Система синхронизированных векторных измерений энергокластера «Ванино» предоставляет возможность для опробования новых технологий передачи данных СВИ, предлагаемых стандартом МЭК 61850-90-5, и оценки эффективности использования векторных измерений в алгоритмах анализа системы мониторинга состояния ВЛ. В будущем полученный опыт послужит полноценной базой для создания систем распределенного мониторинга, защиты и управления WAMPAC.

4 ЛИТЕРАТУРА

1. IEEE Std C37.118.1-2011. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. 28 December 2011.
2. IEEE Std C37.118.2-2011. IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems. 28 December 2011.
3. IEC/TR 61850-90-5. Communication metworks and systems for power utility automation – Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118. May 2012.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К РЕГИСТРАТОРАМ СМПР/УВИ/PMU

Покидышев А.Н. (ООО «ПАРМА»)

ВВЕДЕНИЕ

К вызовам современности относится возрастающая сложность электронергосистем. В управлении ими востребованы: гибкость, интеллектуализация органов контура управления в реальном времени. Необходимость получать вовремя информацию об энергосистеме для принятия предупредительных мер привело к требованиям для измерительных приборов давать информацию не в виде «усреднённых», а поэтому – запоздавших и сглаженных величин, а в виде мгновенных значений параметров электрических сигналов. Эти параметры по инерции мышления связывают по смыслу с традиционными одноимёнными макропараметрами, характеризующими энергосистему, хотя свойства мгновенных параметров электрических колебаний сильно отличаются от привычных. В связи с этим особое внимание в данной работе уделено свойствам параметра «частота». Проявления режимов ЭЭС в электрических сигналах представляют определённые трудности для достоверного их представления приборами, синхронно работающими в составе системы сбора и совместного анализа данных от географически распределённых электроэнергообъектов – регистраторов системы мониторинга переходных режимов (СМПР), или – устройств векторных измерений УВИ (англ. - PMU). Работа над техническими требованиями к УВИ не завершена. В данной работе обсуждаются проблемы метрологии УВИ, также намечаются пути их решения.

1. СВОЙСТВА СЕТЕВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ

Чтобы разработать требования к измерительному прибору, нужно сначала описать сигнальную обстановку, в которой должен работать прибор. Рассмотрим свойства характерных колебаний в сети. Для анализа удобно классифицировать их на узкополосные и широкополосные. Узкополосными называются сигналы, у которых спектр или спектральная плотность мощности сосредоточена в близкой окрестности основной частоты.

1.1. Узкополосные электрические колебания

Когда управлять энергосистемой удаётся мягко, то сигналы напряжения или тока в точках наблюдения – изменяются плавно. Сигнал в таком случае может быть описан либо детерминированными моделями, либо – моделями случайных процессов, когда эти колебания имеют флуктуационный характер, и поэтому описываются спектральной плотностью. Спектральная плотность огибающей узкополосного электрического колебания вместе с соответствующей спектральной плотностью мгновенной частоты, показана на Рис. 1 [1].

Видно, что спектральная плотность частоты - шире и хвост этой спектральной плотности затянут. Это признак, что частота более динамична, чем огибающая электрического сигнала.

Рассмотрим теперь тип сигналов, которые имеют место в асинхронном режиме энергосистемы Рис. 2 [2]:

$$U_{\Sigma}(t) = U_1 \cos(2\pi f t) + U_2 \cos\left(2\pi(f+\Delta)t + \varphi\right) \tag{1}$$

Этот сигнал – периодический, с периодом 1/Δ. Рассмотрим интервал времени, охватывающий момент, когда компоненты этого сигнала имеют максимально близкие значения, но разные знаки (Рис. 3). В центре этой осциллограммы колебание обращает свой угол. Действительно: до этого события и после положительные полуволны чередуются с отрицательными, а в момент этого события, в центре осциллограммы – соседствуют две положительные полуволны. Причём, это событие, для случая равных вкладов частей энергосистемы в напряжение на нагрузке (сплошная линия на рисунке), длится мгновение. Для соотношения U_2/U_1, отличного от 1, эти процессы изменения угла – более плавные, см. Рис. 4, верхний график.

Частота – это скорость изменения угла. Естественно, если это событие не имеет длительности (разрыв), то скорость бесконечна. Частоты входящих в (1) компонент отличаются на десятую долю Герца, а девиация частоты суммарного сигнала теоретически – не ограничена, Рис. 4, средний график.

Скорость изменения частоты естественно отражает тот факт, что частота на мгновение уходит в бесконечность, и через мгновение – приходит из бесконечности (Рис. 4, нижний график). Т.е. скорость изменения частоты в момент обращения фазы представляет собой два разнополярных дельта-импульса, соседствующих через мгновение, для сигнала, образованного равными вкладами двух частей ЭЭС в нагрузку; и два импульса конечной амплитуды и длительности при неравных вкладах частей ЭЭС в напряжение на нагрузке. Само же электрическое колебание – непрерывно и бесконечно дифференцируемо.

Если наблюдаются стремящиеся к мгновенным быстротечные процессы, то их практически нельзя синхронизировать. И такое событие, очевидно, может быть пропущено, если не иметь достаточной частоты дискретизации.

1.2. Широкополосные электрические колебания

Если в сети происходит короткое замыкание, то тогда наряду со ступенчатым изменением в электрическом сигнале (тока или напряжения) присутствуют свободные колебания (Рис. 5). При работе на нелинейную нагрузку появляются гармоники, при переходных режимах в электрических машинах спектр электрических сигналов обогащается интергармониками (Рис. 6). Работе на дуговую нагрузку в сопутствуют гармоники и интергармоники (Рис. **7**). В сети могут быть и шумоподобные возмущения, например – индустриальные помехи, природные наводки от магнитосферы, от атмосферного электричества; эти помехи – широкополосны и шумоподобны.

1.3. Влияние шумоподобных компонент на устойчивость измерений частоты и скорости изменения частоты

Рассмотрим задачу наблюдения пусть даже чистой синусоиды (основной гармоники) на фоне широкополосного шумоподобного сигнала. Ввиду того, что в приборе сигнал тем или иным способом подвергается предварительной полосовой фильтрации в измерительном тракте прибора, фильтрованный сигнал будет представлять собой сумму синусоиды и узкополосного случайного процесса. Подходящей моделью для этого составного узкополосного случайного сигнала является модель суммы синусоиды и гауссовского узкополосного процесса. Известно [1], что дисперсия частоты такого процесса - бесконечна, т.е. мощность мгновенной частоты – не ограничена. Виной этому – вероятные события перемодуляции. Если исключить эту возможность, то тогда дисперсия частоты станет конечной. Но, впрочем, это не сильно умерит подвижный характер мгновенной частоты.

При использовании измеренных значений мгновенной частоты необходимо с осторожностью применять критерий наименьших квадратов: такие результаты будут неустойчивыми, если в электрическом сигнале соотношение регулярной и шумоподобной составляющих было невелико. Действительно, метод наименьших квадратов состоит в поиске наилучшей модели $\widehat{f}(k)$ для дискретных наблюдений $f(k)$:

$$\frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N}\left(f(k)-\widehat{f}(k)\right)^2 \to \min = \sigma^2 \qquad (2)$$

где σ^2 – дисперсия отличия модели от наблюдений. Если σ^2 - стремится к бесконечности, то тогда такой критерий не имеет смысла. Тем более это справедливо для подобной обработки выборок измерений скорости изменения частоты.

2. СВОЙСТВА ДИСКРЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ

Одним из следствий теоремы Котельникова является утверждение: если действительная непрерывная функция времени не ограничена частотным диапазоном с шириной полосы Fs/2 (или комплексная непрерывная функция времени – шириной Fs), то эту функцию невозможно однозначно восстановить по выборкам, взятым реже, чем с темпом Fs. Это невозможно из-за эффекта перетекания «внеполосных» составляющих сигнала в полосу анализа шириной Fs (Рис. 8). Не используя предварительную частотно-избирательную обработку, мы не сможем сказать, что является причиной – изменение основной гармоники или влияние какой-либо гармоники/интергармоники из неосновной полосы. Это – свойство приборов класса P (для защиты) стандарта C37.118. Если же зафильтровать все компоненты аналогового сигнала вне основной полосы, то тогда мы окажемся слепы к наблюдению гармоник и интергармоник, апериодических составляющих свободных колебаний, а также исказим динамику основной гармоники (таким свойством обладают приборы класса M (для мониторинга) в стандарте C37.118), см. Рис. 9. Заметим, что научные выводы и алгоритмы РЗА, полученные и работающие на приборах класса P, не переносимы на приборы класса M, и наоборот.

Теория восстановления сигналов не распространяется на процессы с бесконечной мощностью (см. например [4]). Поэтому для частоты и для скорости изменения частоты в общем случае невозможно восстановить их значения между моментами оцифровки. Если же дисперсия частоты/скорости – ограничена, то представления колебаний частоты и тем более – скорости изменения частоты нуждаются в более высоком темпе дискретизации, чем исходный электрический сигнал.

3. НЕКОТОРЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ В ТРЕБОВАНИЯ К УВИ

1. Требование точности синхронизации всех измерений с единым временем UTC - 1 мкс завышено, т.к., во-первых, соответствует скорости распространения света на 300 метров даже в вакууме, а энергосистемы имеют, как правило, большие масштабы. Во вторых, такой синхронизм не требуется для производства измерений с требуемыми точностями (см. таблицу ниже). Предлагается ослабить требования по синхронизму.

Таблица. Сравнение точности параметров и вклада в погрешность из-за несинхронности 1 мкс.

Параметр	Требуемая точность	Вклад несинхронности
Синхрофазор	1%	0.03%
Частота	0.005Гц	0.00002%
Скорость изменения частоты	0.01Гц/с	0.0005 Гц/с

2. Работы [5], [6] показывают важность нормирования частотных характеристик для измерения синхрофазоров. УВИ регистрирует электрические процессы через измерительные трансформаторы. У многих типов измерительных трансформаторов не только нет требований к фазо-частотным харкктеристикам, но даже к амплитудно-частотным характеристикам. Предлагается начать работы по взаимному согласованию требований к частотным характеристикам УВИ и измерительных трансформаторов.

ВЫВОДЫ

В работе рассмотрены свойства характерных колебаний в электроэнергетике, свойства дискретного представления. Показаны неудобные свойства параметров: мгновенной частоты и скорости изменения частоты.

Для разработки технических требований к УВИ необходима предварительная совместная работа квалифицированных инженеров-разработчиков электроизмерительных приборов и электроэнергетиков. Требуется охарактеризовать составляющие сетевых электрических колебаний во всевозможных режимах по типу проведённого в данной работе анализа некоторых частных случаев. Необходимо очертить круг задач, которые будут решать приборы в этих режимах. Тогда станет понятно, какую информацию из сетевых колебаний и в каких задачах нужно выделять из сигналов и в каких «помеховых» условиях. После этого, используя также готовые наработки [5], [6] оформить полные и непротиворечивые требования к приборам УВИ.

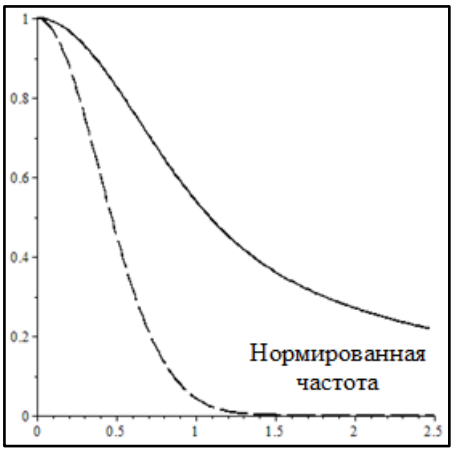


Рис. 1. Нормированная спектральной плотность огибающей эл. сигнала (прерывистая линия) и соответствующая ей спектральная плотность девиации частоты (сплошная линия)

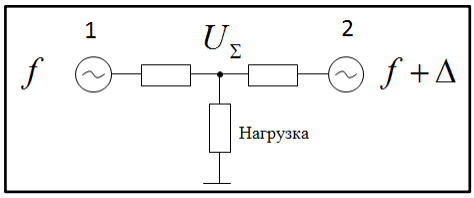


Рис. 2. Упрощённая схема ЭЭС при асинхронном режиме []

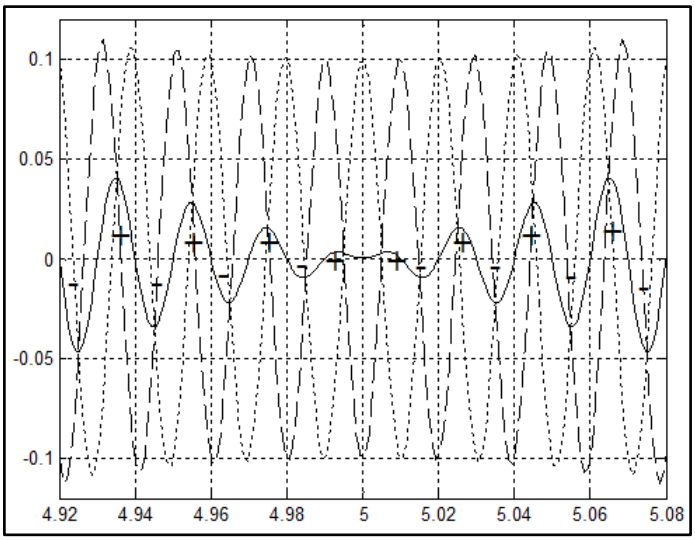


Рис. 3. Колебания при различных соотношениях U_2/U_1 компонент сигнала в формуле (1): 1 (сплошная линия), 1.1 (штриховая линия) и 0.9 (пунктирная линия).

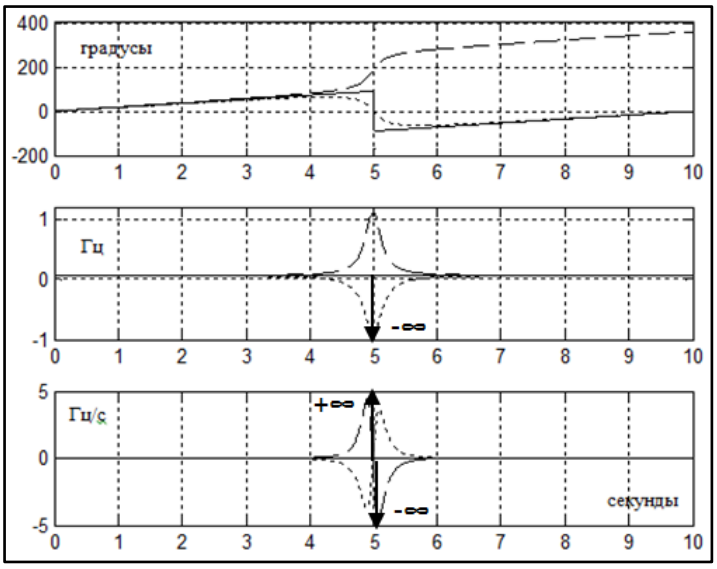


Рис. 4 Угол, частота и её скорость для эл. колебания в асинхронном режиме (к Рис. 3)

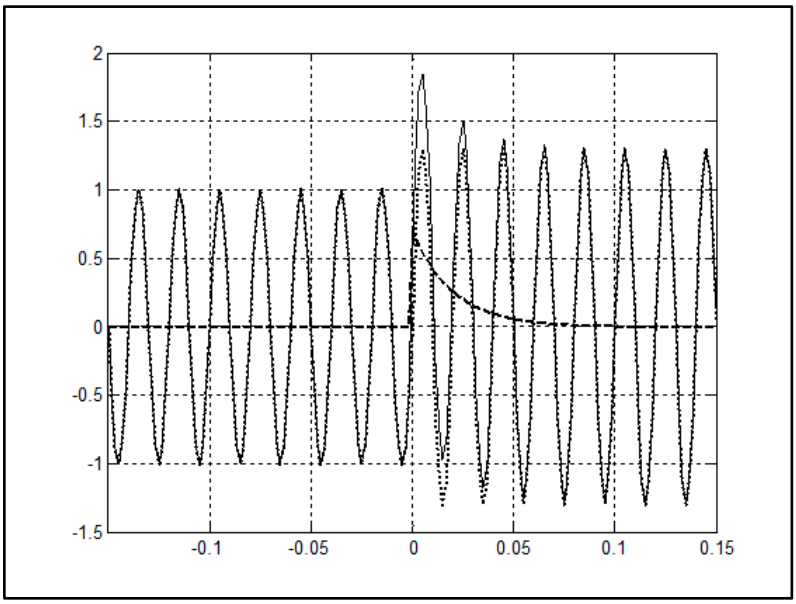


Рис. 5. Электрическое колебание при коротком замыкании (сплошная линия), и его состав: ступенчатая вынужденная (пунктирная), свободная апериодическая компоненты (штриховая)

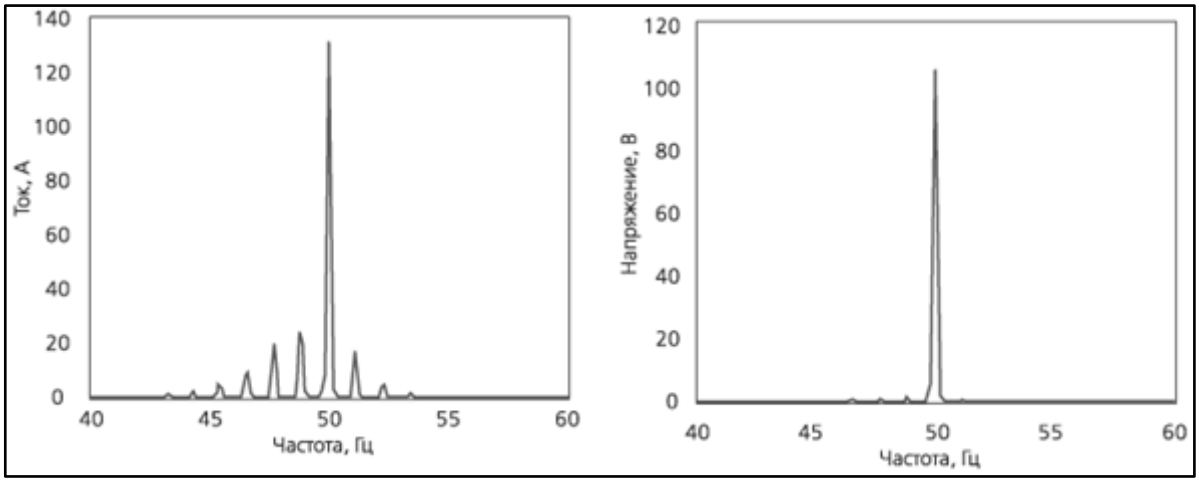


Рис. 6. Спектр тока и напряжения на разъёмах электродвигателя [3]

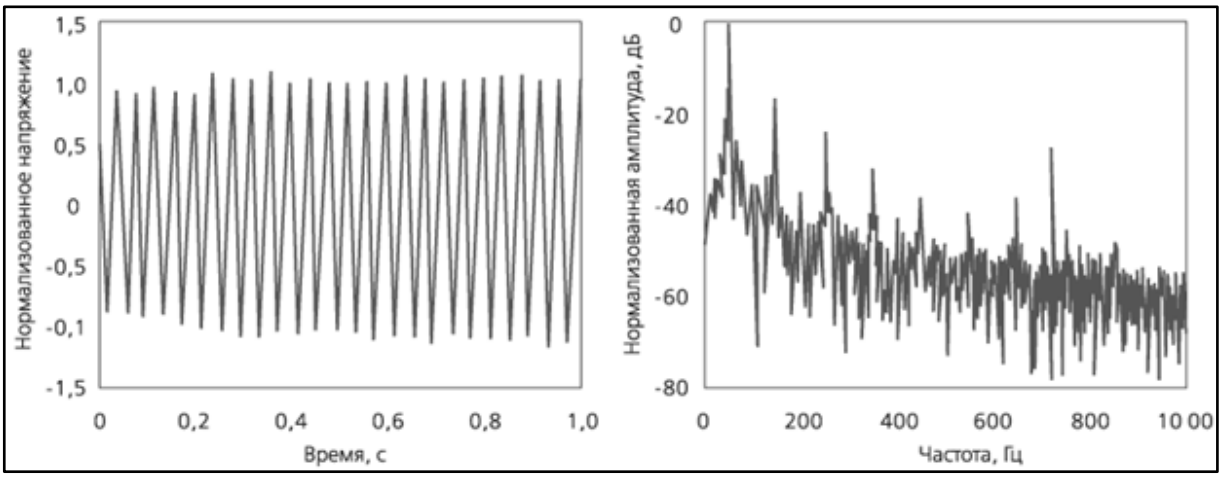


Рис. 7. Напряжение на дуговой нагрузке и его спектр [3].

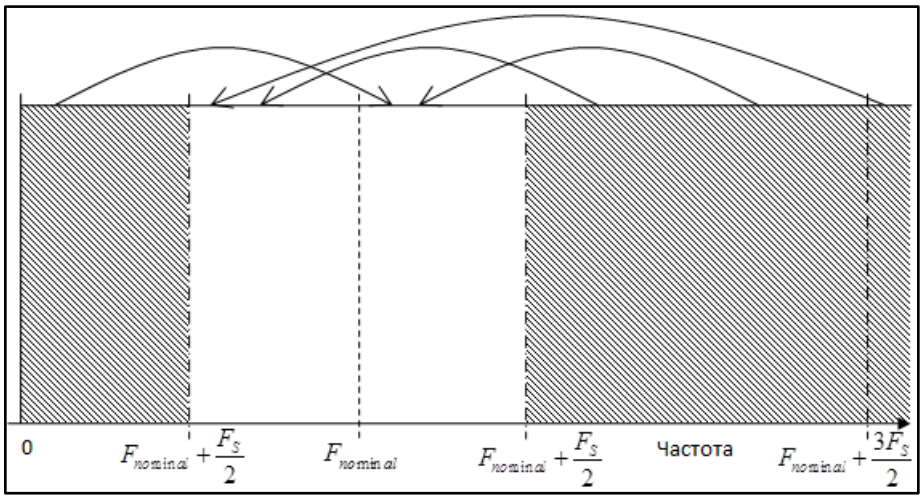


Рис. 8 Пояснение эффекта частотного наложения (aliasing)

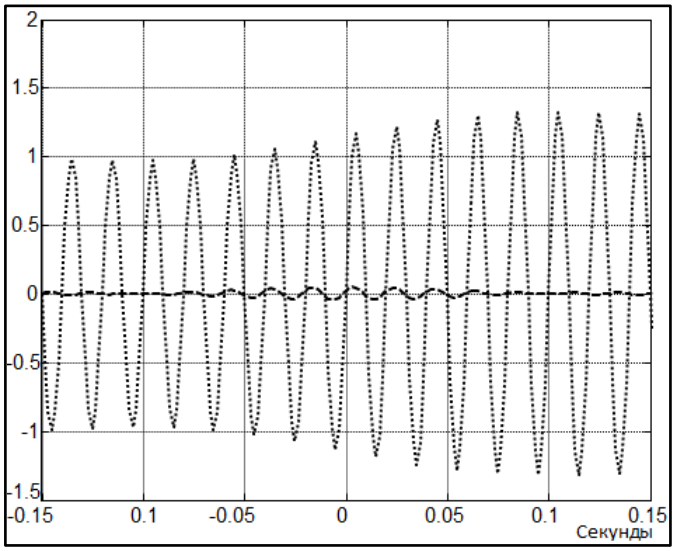


Рис. 9. Искажение динамики вынужденной компоненты и подавление свободной компоненты сигнала КЗ фильтрацией (ср. с нефильтрованными компонентами на Рис. 5)

КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Автор закончил Ленинградский институт авиационного приборостроения по специальности «Радиоэлектронные системы и комплексы» в 1994 году. С 2009 года занимается разработкой электроизмерительных приборов для электроэнергетической отрасли в ООО «ПАРМА», Санкт-Петербург.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Тихонов В.И. Статистическая радиотехника. - М.: Советское радио, 1966.
[2] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1985.
[3] Збигнев Ханзелка, Анжей Бьень. Интергармоники. // http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=3107
[4] Худяков Г.И. Теорема отсчётов для цифровой обработки случайных сигналов ЦОС. // «Компоненты и технологии», 2009, №5
[5] Системы мониторинга переходных режимов в операционной зоне Филиала ОАО "СО ЕЭС" ОДУ Северо-Запада на базе модернизированного цифрового регистратора аварийных процессов (заключительный отчёт). Научно-технический отчёт о НИР. СПб: ООО "ПАРМА", 2011
[6] Покидышев А.Н. Анализ требований стандарта С37.118-2011 // Сборник докладов 4-ой Международной науч.-тех. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, 3 - 7 июня 2013 г. http://www.cigre.ru/activity/conference/relayprotect4/

УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ С ПОДДЕРЖКОЙ СТАНДАРТОВ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

Мокеев А.В., Бовыкин В.Н., Миклашевич А.В., Ульянов Д.Н.
Северный (Арктический) федеральный университет
ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис",

ВВЕДЕНИЕ

Внедрение современных ИЭУ, использующих быстрые синхронные измерения параметров режима энергосистемы и скоростные коммуникации на базе промышленного Ethernet с поддержкой технологий резервирования и безопасности, позволит обеспечить высокую достоверность контроля параметров режима энергосистемы, повысить эффективность АСУ ТП подстанций и АСДУ, создать распределенные системы измерений, защиты и управления нового поколения WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection and Control System) как основных компонентов активно-адаптивных сетей [1,2].

В докладе рассматриваются вопросы разработки, испытаний и внедрения ИЭУ на основе технологии векторных измерений с поддержкой стандартов цифровой подстанции на примере продукции ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис".

1. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОННЫЕ УСТРОЙСТВА

Специалистами ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис" разработаны следующие интеллектуальные электронные устройства с поддержкой технологий векторных измеренний и стандартов цифровой подстанции (рис.1): устройство сопряжения с шиной процесса ENMU (SAMU, Stand-Alone Merging Unit), контроллер присоединения ENBC, устройства синхронизированных векторных измерений ЭНИП-3 (Phasor Measurement Unit, PMU), концентратор данных векторных измерений ES-PDC (Phasor Data Concentrator, PDC). В разработке находятся устройство синхронизированных векторных измерений ЭНИП-4 и многофункциональное интеллектуальное устройство ESM.

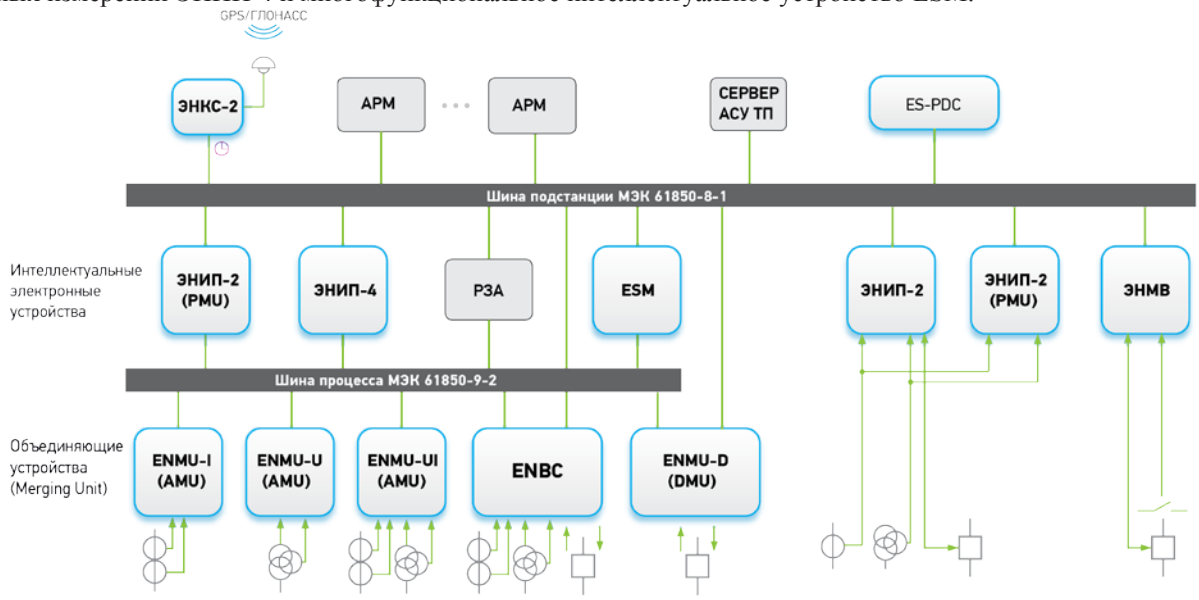


Рис. 1. Интеллектуальные электронные устройства

В дополнении к перечисленным выше устройствам для цифровой подстанции разработаны дискретное устройство сопряжения с шиной процесса ENMU-D, многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП-2, серия устройств дискретного ввода-вывода ЭНМВ, блок коррекции времени ЭНКС-2.

Устройства сопряжения с шиной процесса ENMU и ENMU-D разрабатывались для применения совместно с ИЭУ различного функционального назначения, в том числе с устройствами релейной защиты и автоматики, устройствами синхронизированных векторных измерений, измерительными преобразователями телемеханики, измерительными устройствами [3].

2. УСТРОЙСТВА СОПРЯЖЕНИЯ С ШИНОЙ ПРОЦЕССА

Устройство сопряжения с шиной процесса ENMU (рис.2) состоит из следующих основных компонент: модуль тока для подключения к измерительной и релейной обмоткам трансформатора тока, модуль напряжения, процессорный модуль, модуль питания. Предусмотрена возможность реализации устройств ENMU только с модулями тока или только с модулями напряжения (рис.1).

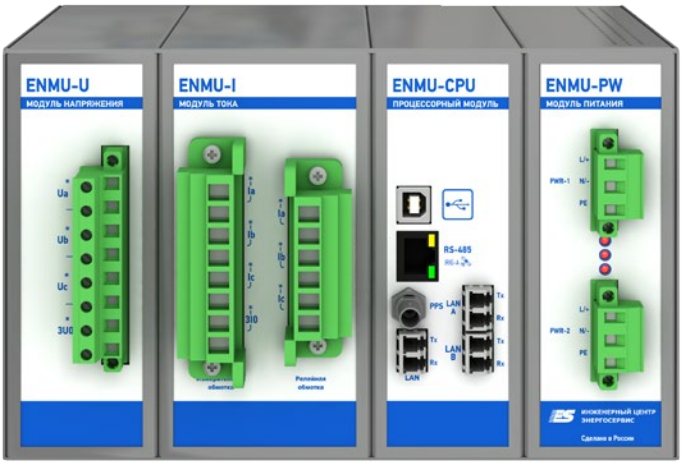


Рис. 2. Устройство сопряжения с шиной процесса ENMU

При конфигурировании ENMU задаются следующие возможные режимы работы: формирование раздельных или совмещенного потоков данных (от релейной и измерительной обмоток трансформатора тока) для sampled values и для векторных измерений. В ENMU реализована одновременная передача 3 потоков sampled values (sv256, sv80m, sv80r).

Процессорный модуль содержит 2 порта 100BASE-TX или 2 порта 100BASE-FX с поддержкой протокола резервирования PRP (IEC 62439-3), предусмотрен дополнительный сервисный порт Ethernet. Синхронизации часов реального времени производится разными способами: через оптический порт сигналом PPS, через порт RS-485 IRIG-A или с помощью встроенного GPS-приемника (опционально). Ведется работа по синхронизации внутренних часов ENMU при использовании протокола PTP (IEEE 1588 v.2).

В ENMU дополнительно реализован функционал PCMU (Phasor Control and Measurement Unit) и реализована передача данных не только в соответствии с IEC 61850-9-2LE, но и при использовании протокола IEEE C37.118.2, а в перспективе протокола IEC 61850-90-5. Это дает возможность использования ENMU в территориально-распределенных системах управления и измерений WAMPAC.

Использование векторных измерений можно рассматривать как альтернативу sampled values (IEC 61850-9-2LE), так как для многих ИЭУ для вычисления параметров режима энергосистемы достаточно использование синхрофазоров токов и напряжений основной гармоники, а также их эквивалентных значений на основе среднеквадратическим значениям токов и напряжений.

Для обеспечения полноценной реализации шины процесса разработаны устройства ENMU-D и ENBC. Для дискретного ввода вывода разработано устройство сопряжения с шиной процесса ENMU-D.

Устройство ENBC выполняет функции совмещенного устройства сопряжения с шиной процесса (ввод аналоговой и дискретной информации) и контроллера присоединения.

2. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ЭНИП-3, ЭНИП-4, ESM

2.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

Разработаны две основные модификации устройства синхронизированных векторных измерений **ЭНИП**-2-X-X-A1E4-X**3** (сокращенно ЭНИП-3 или ЭНИП-2-PMU): с аналоговыми измерительными входами (рис.3) и с цифровым входом согласно IEC 61850-9-2LE. Дополнительно к функциям PMU устройства выполняют функции измерительных преобразователей телемеханики. Стоимость базовых модификаций ЭНИП-3 сопоставима со стоимостью многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики.

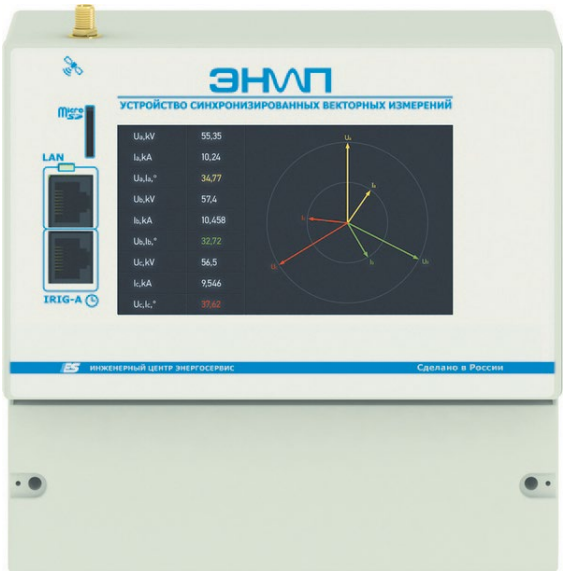


Рис. 3. Интеллектуальное электронное устройство ЭНИП-3

Для передачи данных предусмотрена поддержка следующих протоколов: IEEE C37.118.2, IEC 60870-5-104 и IEC 61850-90-5 (в разработке). Передача векторных измерений производится 10, 25, 50, 100 раз в секунду. Точность синхронизации встроенных часов реального времени составляет 1 мкс. Опционально ЭНИП-3 может содержать встроенный GPS/ГЛОНАСС-приемник, встроенный цветной сенсорный индикатор отображающий измеренные и вычисляемые параметры в виде векторной диаграммы, осциллограмм и табличном виде.

При разработке ЭНИП-3 были учтены как требования стандарта IEEE C37.118.1, так и дополнительные требования, связанные с подавлением помех в виде свободных составляющих электромагнитных переходных процессов и высших гармоник, обеспечением требуемой точности измерений синхрофазоров тока и напряжения при электромеханических и электромагнитных переходных процессах [3,4].

2.2. УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ С ПОДДЕРЖКОЙ ШИНЫ ПРОЦЕССА МЭК 61850-9-2LE

Первым интеллектуальным электронным устройством с поддержкой шины процесса, разработанным специалистами ЗАО ”Инженерный центр” Энергосервис”, является специальная модификация устройства синхронизированных векторных измерений ЭНИП-3с цифровым входом с поддержкой протокола МЭК 61850-9-2.

ЭНИП-3 могут подключатся через шину процесса к современным датчикам тока и напряжения с цифровым выходом, а также специальные разновидности устройств сопряжения с шиной процесса – SAMU (Stand-Alone Merging Unit), подключаемых к традиционным трансформаторам тока и напряжения.

Дополнительно к ЭНИП-3 разрабатываются устройства синхронизированных векторных измерений нового поколения ЭНИП-4. Принципиальное отличие ЭНИП-4 от ЭНИП-3 связано с увеличением диапазонов работы по току и напряжению, что дает возможность использовать данные от ЭНИП-4 в системах не только режимной, но и противоаварийной автоматики. Другие отличия связаны с увеличением портов Ethernet: 2 порта для поддержки шины процесса IEC 61850-9-2LE и два порта для поддержки протоколов IEEE C37.118.2 и/или IEC 61870-90-5, IEC 60870-5-104.

2.3. МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ESM

В настоящее время специалистами ЗАО ”Инженерный центр” Энергосервис” завершаются работы по разработке многофункционального устройства нового поколения ESM с поддержкой шины процесса и шины подстанции. Интеллектуальное электронное устройство ESM предназначено для реализации функций устройства синхронизированных векторных измерений, многофункционального измерительного преобразователя телемеханики, счетчика коммерческого учета электроэнергии, прибора измерения показателей качества электроэнергии (рис.5).

Рис. 5. Многофункциональное интеллектуальное устройство ESM

Для индикации показаний ESM разработан специальный модуль индикации ЭНМИ-6, который может быть установлен на ESM или отдельно. В случае раздельной установки ESM и ЭНМИ-6 предусматривается как стандартный способ подключения ЭНМИ-6 к устройству ESM с помощью интерфейса RS-485, так и подключение по локальной сети Ethernet. Модуль индикации ЭНМИ-6 в перспективе может использоваться как автономное устройство для отображения параметров устройств в рамках цифровой подстанции (подписка на GOOSE-сообщения, MMS-сообщения).

3. ИСПЫТАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ

2.1. ИСПЫТАНИЯ ИЭУ НА СООТВЕТСТВИЕ СТАНДАРТУ IEEE C37.118.1

В 2012-2013 гг. проведены испытания ЭНИП-3 на соответствие стандарту IEEE C37.118.1 и исследованию функционирования в различных режимах работы энергосистем, в т.ч. при электромеханических и электромагнитных переходных процессах. Испытания проводились в лаборатории ЗАО “Инженерный центр “Энергосервис”, в исследовательской лаборатории технических средств управления ОАО “Энергосетьпроект”, на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО “НТЦ ЕЭС”, на кафедре “Релейной защиты и автоматизации энергосистем ” НИУ “МЭИ”.

В декабре 2012 г. на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО “НТЦ ЕЭС” проходили сравнительные испытания нескольких образцов УСВИ российских производителей. На основании результатов 26 обязательных и ряда дополнительных опытов ОАО “НТЦ ЕЭС” подтвердило эффективность использования ЭНИП-3 в системах мониторинга переходных процессов.

В августе 2013 года по инициативе ОАО “СО ЕЭС” на кафедре “Релейной защиты и автоматизации энергосистем ” НИУ “МЭИ” на установке RTDS прошли тестовые испытания устройств синхронизированных векторных измерений российских производителей на соответствие стандарту IEEE C37.118.1. Для испытаний ЗАО “Инженерный центр “Энергосервис” представил два устройства ЭНИП-3 с аналоговыми входами и два устройства с цифровыми входами согласно IEC 61850-9-2 LE.

Испытания ЭНИП-3 с цифровыми входами, произведенные при использовании испытательной установки РЕТОМ-61850, выявили очень точное совпадение с результатами математического моделирования ЭНИП-3 при подаче на его вход сигналов, соответствующим реальным авариям в энергосистемах и сигналов, соответствующих электромагнитным и электромеханическим процессам с известными законами изменения амплитуды, частоты и фазы основной гармоники тока и напряжения.

На рис. 3 представлены результаты испытаний ЭНИП-3 при одновременной модуляции амплитуды и фазы входного сигнала. На графике используются следующие обозначения: входной сигнал $x(t)$, модуль синхрофазора $X(t)$ и его оценка (измерение) $\hat{X}(t)$ (показана точками, темп передачи 100 раз/сек), частота $f(t)$ и оценка частоты $\hat{f}(t)$, аргумент синхрофазора $\varphi(t)$ и его оценка $\hat{\varphi}(t)$.

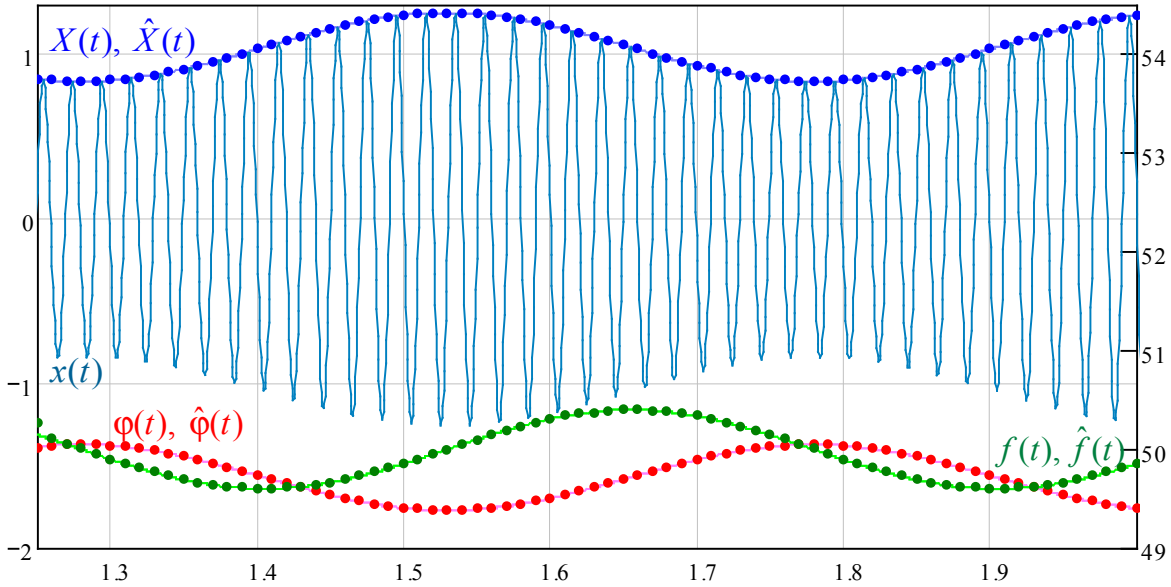


Рис. 3. Испытания ЭНИП-3

3.2. ИСПЫТАНИЯ НА СООТВЕСТВИЕ СТАНДАРТАМ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

В апреле 2013 г. в НИУ МЭИ при поддержке ООО ”Теквел“ прошла первая сессия испытаний на совместимость оборудования по стандарту МЭК 61850. В ходе испытаний была установлена совместимость между ЭНИП-2 и устройством релейной защиты ТОР300 (ИЦ Бреслер) по условиям стандарта МЭК 61850 в части передачи GOOSE сообщений, между Atlan Designer (Pullnet Technologies SA) и ЭНИП-2 в части передачи данных конфигурации с использованием файлов в синтаксисе SCL, по протоколу МЭК 61850-9-2LE между ENMU и устройством релейной защиты ТОР300 ООО фирмы “ИЦ “Бреслер”, счетчиком электроэнергии ARIS-EM ООО “Прософт-Системы”, между ЭНИП-3 с цифровым входом и волоконно-оптическим трансформатором тока и напряжения ООО "Профотек".

4. СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ

4.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

Специалистами ЗАО “Инженерный центр “Энергосервис” разработан комплекс устройств и программного обеспечения, достаточный для создания системы мониторинга переходных режимов, в том числе устройства синхронизированных векторных измерений ЭНИП-3, модули аналогового ввода постоянного напряжения и постоянного тока цепей возбуждения генераторов ЭНМВ-3, устройства с поддержкой технологии векторных измерений и стандартов цифровой подстанции ENMU и ЭНИП-4, блок коррекции времени ЭНКС-2, концентратор данных векторных измерений ES-PDC, панель диагностики на основе модуля индикации ЭНМИ-6 и специализированное программное обеспечение.

4.2. КОНЦЕНТРАТОР ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ES-PDC

Концентратор данных векторных измерений ES-PDC (Phasor Data Concentrator, PDC) выполняет сбор данных от устройств синхронизированных векторных измерений или других концентраторов векторных измерений по протоколу IEEE C37.118.2, агрегацию данных векторных измерений от нескольких PMU по метке времени UTC, передачу клиентским устройствам (вышестоящим PDC или другим системам обработки данных векторных измерений) пакетов объединяющих данные от нескольких PMU по протоколу согласно IEEE C37.118.2.

На основе данных от PMU концентратор ES-PDC выполняет расчет параметров режима электрической сети: мощности, средних и суммарных величин, пересчет величин с учетом коэффициентов трансформации, расчет симметричных составляющих токов, напряжений, мощностей и т.д. Данные от PMU хранятся в циклических архивах внутренней базы данных ES-PDC с настраиваемой глубиной и аварийных архивах (comtrade- и CSV-файлы). В аварийных режимах ES-PDC обеспечивает запись архивов аварийных событий. Запись данных в аварийный архив производится по наступлению настраиваемых событий (уставки, триггеры). Доступ к архивным данным предоставляет по протоколам FTP, HTTPS/SOAP.

В ES-PDC предусмотрена поддержка различных способов резервирования данных: на уровне дисковых накопителей внутри одного PDC, резервирование каналов связи внутри одного PDC, резервирование каналов связи между двумя PDC, резервирование данных между PDC.

Для конфигурирования ES-PDC предусмотрен web-интерфейс, через который имеется возможность настроить потоки данных, архивирование, вычисление дополнительных величин, контроль доступа, настройки входных и выходных потоков данных. Для вывода диагностической информации о работе ES-PDC и опрашиваемых PMU в шкафу СМПР предусмотрена возможность установки панели индикации (на базе устройства ЭНМИ-6).

4.3. ВНЕДРЕНИЕ СМПР

Специалистами ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис" в январе 2014 введен в работу программно-технический комплекс СМПР подстанции 500 кВ Елабуга ОАО "Татэнерго". Передача данных векторных измерений с ES-PDC производится в диспетчерский центр ОАО «СО ЕЭС – ОДУ Средней Волги в режиме реального времени по протоколу IEEE C37.118 с циклом передачи данных с концентратора векторных данных 50 раз/сек. В режиме «по запросу» по протоколам FTP, HTTPS/SOAP предусмотрена возможность передачи всего объема зарегистрированных параметров (циклических и аварийных архивов).

4.4. ДЕМОНСТРАЦИЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ СИСТЕМЫ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

На сайте pmu.ens.ru/pmulive, разработанный с помощью технологии HTML-5, в реальном времени отображаются данные с устройств векторных измерений, расположенных в Архангельске, Москва, Санкт-Петербурге, Новосибирске. Обновление результатов измерений производится два раза в секунду. Через ftp-сервер обеспечивается доступ к архивным файлам векторных измерений.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Benmouyal G., Schweitzer E.O., Guzman, A. Synchronized phasor measurement in protective relays for protection, control, and analysis of electric power systems // in Proc. Int. Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection. – Amsterdam, Netherlands, 5-8 April 2004. – pp. 814 -820.

[2] Жуков А.В., Демчук А.Т., Дубинин Д.М. Развитие технологий векторной регистрации параметров для противоаварийного и режимного управления электрическими режимами энергосистем // Тезисы докладов XXI междунар. научно-техн. конф. РЗА 2012. - Москва, ВВЦ, 2012. - С. 232–245.

[3] Бовыкин В.Н., Миклашевич А.В., Мокеев А.В., Ульянов Д.Н. Устройства синхронизированных векторных измерений с поддержкой стандартов IEEEC37.118 и IEC 61850 // Сб. межд. научно-техн. конф. "Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем". – Екатеринбург, 2013.

[4] Márquez F.P.G., Mokeev A.V., Zaman N. and etc. Digital Filters and Signal Processing. – Rijeka, InTech. – 2013. 307 p.

СВЕДЕНИЕ ОБ АВТОРАХ

Мокеев Алексей Владимирович - докт. техн. наук, заместитель генерального директора ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис", доцент кафедры "Электроснабжение промышленных предприятий" Северного (Арктического) федерального университета

Ульянов Д.Н. - заместитель генерального директора, директор Энергетического департамента ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис"

Бовыкин В.Н. - заместитель директора Энергетического департамента ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис"

Миклашевич А.В - начальник отдела разработки микропроцессорных устройств Энергетического департамента ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис"

ОБНАРУЖЕНИЕ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ ОШИБОК В ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ МЕТОДАМИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ПО СВИ

Колосок И.Н., Коркина Е.С. (ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск)

1. ВВЕДЕНИЕ

Оценивание состояния (ОС) электроэнергетической системы (ЭЭС) выполняет расчёт параметров режима энергосистемы по измерениям этих параметров [1]. В качестве измерений используются модули напряжений и токов, а также перетоки активной и реактивной мощности. За основу статического оценивания берётся один срез измерений, и чем меньше его объём, тем сложнее получить реальную картину состояния энергосистемы.

В настоящее время кроме использования в ОС традиционных телеизмерений в вектор измерений добавляются синхронизированные векторные измерения (СВИ) от СМПР. Это комплексные величины напряжений в узлах и токов в линиях. Частично СВИ повышают избыточность (новыми по сравнению с традиционными измерениями являются углы напряжений и токов), частично – дублируют имеющуюся информацию, при этом принципиально новым является синхронизация этих измерений, а значит, благодаря СВИ в целом картина состояния ЭЭС соответствует реальной.

Новые измерения от СМПР могут значительно ускорить процесс оценивания состояния ЭЭС при условии, что они гарантируют наблюдаемость рассматриваемой схемы или объекта ЭЭС (например, подстанции). От представления этих величин в полярных координатах (модулях U, I и фазах δ, φ) можно легко перейти к их представлению в декартовых координатах U_a, U_r, I_a, I_r и решить задачу ОС в линейном виде [2].

Несмотря на то, что точность СВИ выше точности телеизмерений, в них, как в любых измерениях, присутствуют погрешности и могут появляться грубые и систематические ошибки. Модель l-го измерения в момент времени t, используемая при ОС, имеет вид:

$$\bar{y}_l(t) = y_{l\ ucm}(t) + \xi_l(t) + b_l(t) + c_l(t), \tag{1}$$

где $\bar{y}_l(t)$ - измерение параметра, $y_{l\ ucm}(t)$ - истинное значение параметра, $\xi_l(t)$ - случайная погрешность, $b_l(t), c_l(t)$ - грубая и систематическая ошибки измерения.

Поэтому в силу ряда причин, включающих технические сбои в системе их сбора [2], для СВИ рекомендуется проводить процедуру достоверизации для обнаружения в них грубых и систематических ошибок.

Для проверки достоверности телеизмерений SCADA и другой измерительной информации, используемой для решения задачи ОС, в ИСЭМ СО РАН был разработан метод контрольных уравнений [3]. Это метод позволяет проверить достоверность измерений до решения задачи ОС и не зависит от используемого алгоритма расчета оценок. Он хорошо зарекомендовал себя при проверке достоверности ТИ SCADA , поэтому в дальнейшем в [2,4] была разработана модификация метода КУ для обнаружения грубых ошибок в СВИ. Как показывает опыт [2], достоверизацию СВИ следует осуществлять, используя только СВИ, не привлекая ТИ SCADA или псевдоизмерения в силу их различающейся точности.

СВИ – измерения параметров электрической цепи, полученные с помощью регистраторов векторных измерений (PMU). Регистраторы подключены к объектам ЭЭС через измерительные трансформаторы (ИТ). Наличие множества срезов СВИ даёт возможность накопить статистику по невязкам КУ, провести их качественный анализ , выявить сбойное измерение, локализовать его и указать возможный источник систематической ошибки. Для СВИ таким источником может оказаться ИТ тока или напряжения.

В [5] предложен метод определения ошибок ИТ, искажающих истинные значения СВИ, методом оценивания состояния по СВИ, приведён обзор возможностей аналитического обнаружения погрешностей ИТ, а также опробован и развит подход, предложенный в [6], так как он попутно позволяет решить проблему достоверизации СВИ. Особенностью СВИ является их представление как в полярных, так и в декартовых координатах. Это увеличивает разнообразие КУ и гарантирует проверку каждого из рассматриваемых СВИ, входящих в КУ.

В [5] было показано, что достоверизация конкретных измерений может “пролить свет” на источник возникновения ошибок в измерениях: если есть ошибки в СВИ напряжения – их могут производить измерительные трансформаторы напряжения, если ошибки обнаружены в СВИ тока – причиной может быть сбой в работе ИТ тока.

В данной статье мы предлагаем комбинированный подход к достоверизации СВИ методом КУ, позволяющий обнаружить как грубые ошибки, возникающие от случая к случаю, так и систематические ошибки в СВИ.

2. ДОСТОВЕРИЗАЦИЯ ДАННЫХ В ЗАДАЧЕ ОС НА ОСНОВЕ МЕТОДА КОНТРОЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ

Уравнения, в которые входят только измеренные переменные y – это *контрольные уравнения* :

$$w_k(y) = 0. \tag{2}$$

Подстановка измеренных значений $\bar{y}$ в КУ приводит к появлению невязок, по величине которых можно судить о погрешностях входящих в них измерений, т.е. контролировать их качество. Собственно, поэтому уравнения (2) и были названы *контрольными.*

На анализе невязок КУ построен метод достоверизации измерений [3], заключающийся в сравнении модулей полученных невязок КУ w_k с некоторым порогом *d*, обусловленным статистическими свойствами измерений, входящих в рассматриваемое уравнение, т.е. в проверке условия:

$$|w_k| < d \ , \tag{3}$$

$$d = \pm 3\sqrt{\sum a_l^2 * \sigma_l^2} \ , \tag{3а}$$

где a_l - коэффициент для *l*-того измерения, входящего в *k*-тое КУ; σ_l^2 - дисперсия этого измерения.

Если условие (3) выполняется, то все измерения, входящие в *k*-е КУ считаются достоверными. В противном случае для поиска ошибочных измерений используются «логические» правила [3], построенные на исключении «подозрительных» ТИ из системы КУ и проверке условия (3) для вновь полученных уравнений.

Достоверизация измерений ЭЭС – это условие, гарантирующее качество результатов ОС. Применение метода КУ позволяет выполнить достоверизацию априорно, перед решением задачи ОС и отфильтровать грубые ошибки.

3. КОНТРОЛЬНЫЕ УРАВНЕНИЯ ПО ДАННЫМ СВИ

Для исследований использован фрагмент реальной схемы, оснащённой регистраторами СМПР (рис.1).

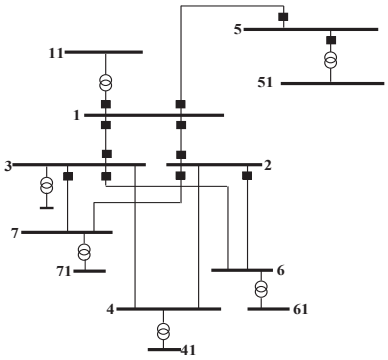


Рис.1. Фрагмент схемы, оснащенной PMU (PMU – чёрные квадраты)

Для узла *i* , в котором установлен регистратор СВИ можно записать КУ в полярных (4,а) и в декартовых (4,б) координатах:

$$w_i = I_i + \sum_{j \in \omega_i} I_{ij} \ , \tag{4,а}$$

$$w_i = (I_{i_a} + j\, I_{i_r}) + \sum_{j \in \omega_i} (I_{ij_a} + j\, I_{ij_r}) \tag{4,б}$$

где I_i = 0 в транзитном узле или I_i - это измерение АСКУЭ, имеющее точность, аналогичную точности измерений СМПР, ω_i – множество узлов, инцидентных *i*-му.

Для линий *i-j*, связанных с узлом *i,* можно записать уравнения (5,а) в полярных и уравнения (5,б), (6), (7) в декартовых координатах:

$$w_{ij} = I_{ij} - U_i y_{iij} + I_{ji} - U_j y_{ijj} \ , \tag{5,а}$$

$$w_{ij} = (I_{ij_a} + jI_{ij_r}) - (U_{i_a} + jU_{i_r})(y_{iij_a} + j\, y_{iij_r}) + (I_{ji_a} + jI_{ji_r}) - (U_{j_a} + jU_{j_r})(y_{ijj_a} + j\, y_{ijj_r}) \tag{5,б}$$

$$w_{ij_a} = \bar{I}_{ij_a} - [(U_{i_a} - U_{j_a})\, y_{ij_a} - (U_{i_r} - U_{j_r})\, y_{ij_r} + U_{i_a}\, y_{iij_a} - U_{i_r}\, y_{iij_r}] \ , \tag{6}$$

$$w_{ij_r} = \bar{I}_{ij_r} - [(U_{i_a} - U_{j_a})\, y_{ij_r} + (U_{i_r} - U_{j_r})\, y_{ij_a} + U_{i_a}\, y_{iij_r} + U_{i_r}\, y_{iij_a}] \ , \tag{7}$$

где $y_{ij} = (y_{ij_a} + y_{ij_r})$ - продольная проводимость линии *i-j*, $y_{iij} = (y_{iij_a} + y_{iij_r}) = y_{ijj}$ - поперечная проводимость линии *i-j* в П-образной схеме замещения.

Если регистратор СВИ (PMU) установлен также в узле *j,* то и для узла *j* можно записать КУ (4,а), (4,б), и, соответственно, для линии *j-i*, связанной с узлом *j*, - КУ, аналогичные (5,а) (5,б), (6), (7).

Для КУ по измерениям, представленным в декартовых координатах, порог *d* (3,а) также должен быть в декартовых координатах, исходя из того, что дисперсии таких измерений должны быть пересчитаны таким образом [7]:

для *I* - $\sigma_{I_r}^2 = (\cos\varphi)^2\, \sigma_I^2 + I_{\text{mod}}^2 (\sin\varphi)^2\, \sigma_\varphi^2$; $\sigma_{I_a}^2 = (\sin\varphi)^2\, \sigma_I^2 + I_{\text{mod}}^2 (\cos\varphi)^2\, \sigma_\varphi^2$; (8)

для U - $\sigma^2_{U_r} = (\cos\delta)^2 \sigma^2_U + U^2_{\text{mod}} (\sin\delta)^2 \sigma^2_\delta$; $\sigma^2_{U_a} = (\sin\delta)^2 \sigma^2_U + U^2_{\text{mod}} (\cos\delta)^2 \sigma^2_\delta$. (9)

Далее для всех этих КУ проверяется выполнение условия (3), причём, если невязки и пороги получены в комплексном виде, то перед проверкой (3) определяются

$$w_{\text{mod}} = \sqrt{w^2_{ij_a} + w^2_{ij_r}} \quad \text{и} \quad d_{\text{mod}} = \sqrt{d^2_{ij_a} + d^2_{ij_r}}\,. \tag{10}$$

4. ИДЕНТИФИКАЦИЯ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ ОШИБОК ИЗМЕРЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КУ

Систематические ошибки, вызванные погрешностями измерительных трансформаторов, превышающими класс их точности, находятся в измерениях постоянно, и их присутствие можно определить при рассмотрении ряда последовательных срезов измерений. Контрольное уравнение, линеаризованное в точке истинного измерения с учётом случайных и систематических погрешностей, может быть представлено:

$$w_k(\bar{y}) = \sum_{i \in w_k} \frac{\partial w}{\partial y_i}(\xi_{y_i} + c_{y_i}) = \sum a_{ki}\xi_{y_i} + \sum a_{ki} c_{y_i} \tag{11}$$

В [8] предложен алгоритм идентификации систематической составляющей погрешности измерений по текущей невязке КУ, базирующийся на том факте, что систематические погрешности измерений не меняются на протяжении длительного отрезка времени. При наличии постоянной систематической ошибки условие (3) не будет выполняться в этот длительный период времени. По имеющимся срезам, приходящим в моменты времени *0,1,2 … t-1, t….* , методом скользящего среднего можно рассчитать дисперсию (12) и матожидание (13) невязки КУ:.

$$\sigma^2_{w_i}(t) = (1-\alpha)\sigma^2_{w_i}(t-1) + \alpha[w_i(t) - \Delta_{w_i}(t)]^2 \tag{12}$$

$$\Delta_{w_i}(t) = (1-\alpha)\Delta_{w_i}(t-1) + \alpha\, w_i(t)\ , \tag{13}$$

где $0 \le \alpha \le 1$.

На рис.2 показана кривая матожидания невязки КУ, рассчитанной по (13), за 100 тактов по измерениям, не имеющим грубых и систематических ошибок. Она практически не превышает порога. Над порогом находится кривая невязки КУ, в котором есть измерение с систематической ошибкой.

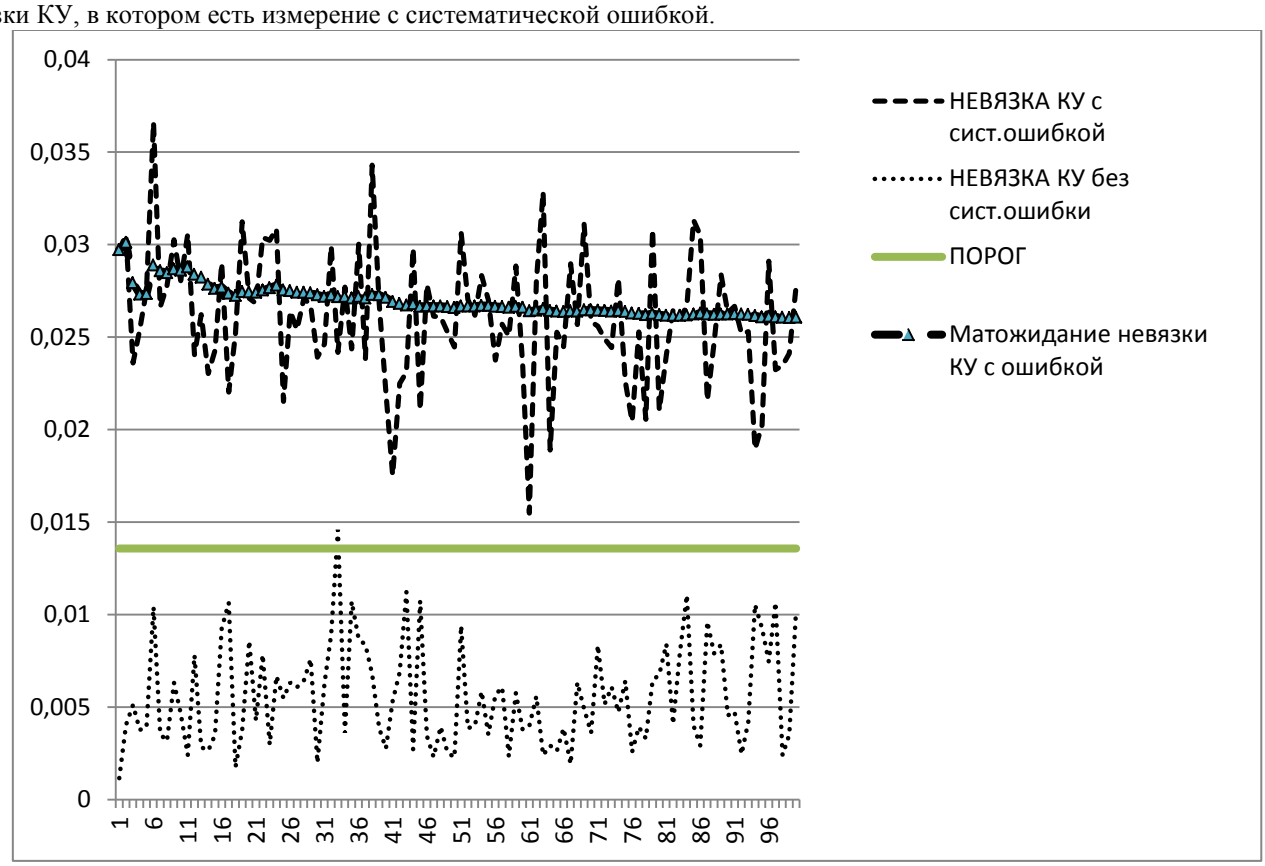


Рис.2. Обнаружение систематической ошибки в СВИ и идентификация матожидания КУ

По величине вычисленного матожидания невязки КУ можно судить только о наличии систематической ошибки в СВИ, входящих в данное КУ.

5. ЛОКАЛИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ, СОДЕРЖАЩЕГО СИСТЕМАТИЧЕСКУЮ ОШИБКУ

Следующий этап достоверизации СВИ – локализация ошибочного измерения. Для этого используется традиционный алгоритм достоверизации измерений методом КУ, заключающийся в исключении «подозрительного» измерения из системы КУ и проверке условия (3) для вновь полученных уравнений.

Рассмотрим (рис.1) две соседние линии 1-2 и 1-3 и узел 1, для которых составлены такие КУ:

$$w_1 = I_{12} - U_1 y_{112} + I_{21} - U_2 y_{122} \quad , \tag{14}$$

$$w_2 = I_{12} + I_{13} + I_1 \tag{15}$$

Моделируем систематическую ошибку в измерение $\bar{I}_{12_{сист_ош}} = I_{12} * 1.03$, при этом $|w_1| > d_1$ и $|w_2| > d_2$. Оба эти уравнения содержат одно общее измерение I_{12}, которое и попадает под "подозрение" в первую очередь. Для исключения этого измерения выразим I_{12} из (15): $I_{12} = -I_{13} - I_1$ и подставим в (14):

$$w_1 = (-I_{13} - I_1) - U_1 y_{112} + I_{21} - U_2 y_{122} \quad . \tag{16}$$

Полученная невязка w_1 оказывается ниже порога, то есть, ошибка в КУ устранена. Что касается самого измерения $\bar{I}_{12_{сист_ош}}$, величину его искажения показывает вычисленное *on-line* матожидание (13), а причиной искажения, возможно, является измерительный трансформатор тока.

На рис.3 показаны невязка КУ при отсутствии ошибок (её значение меньше порога на всём диапазоне исследований), невязка КУ при наличии ошибки в измерении тока, и, наконец, невязка КУ, полученного после исключения ошибочного измерения.

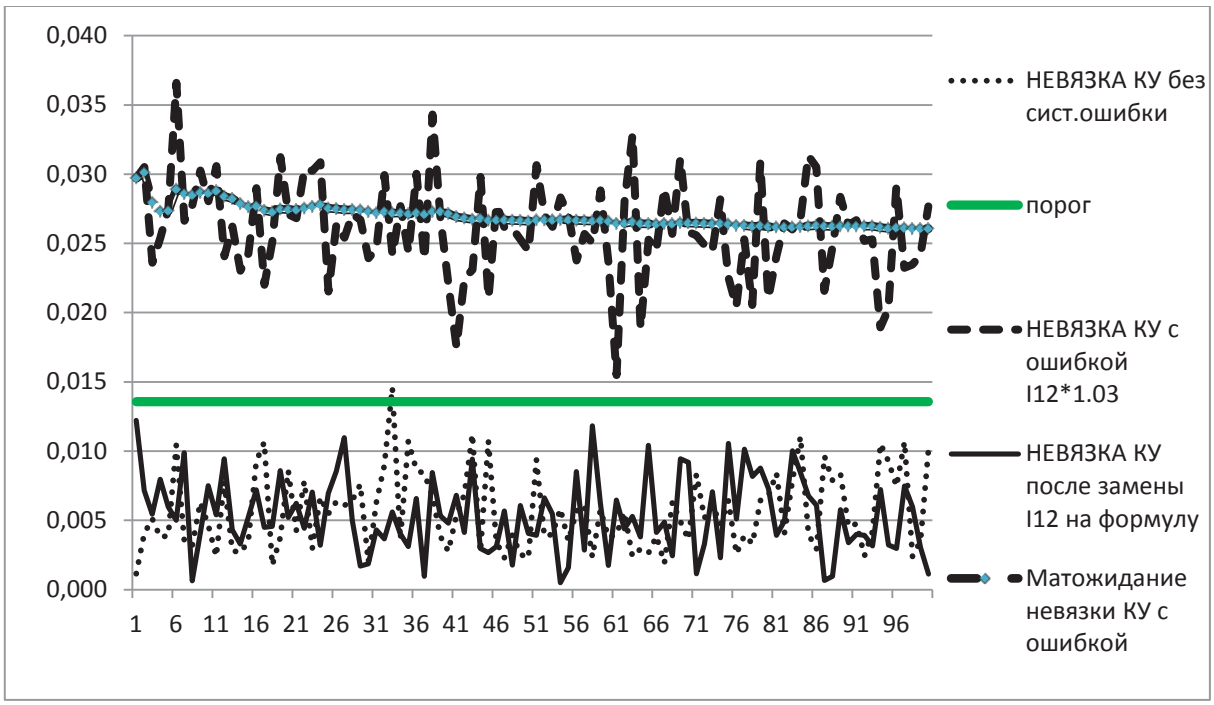


Рис.3. Получение значения систематической ошибки после её локализации в измерении $\bar{I}_{12_{сист_ош}}$

Предположим, что систематическую ошибку содержит измерение $\bar{I}_{13}$. В этом случае $|w_1| < d_1$ и $|w_2| > d_2$. Для идентификации аналогичным способом этой ошибки можно привлечь КУ3

$$w_3 = I_{13} - U_1 y_{113} + I_{31} - U_3 y_{133} \quad , \tag{17}$$

для которого $|w_3| > d_3$.

Измерения U_1, U_2 следует проверять через пару КУ (6) и (7), поскольку их компоненты входят в оба эти контрольные уравнения. Систематическая ошибка в U_i может являться следствием некорректной работы измерительного трансформатора напряжения на шине U_i, где *i=1,2*.

Если не удаётся локализовать ошибку в одном измерении (например, оба измерения сильно влияют на величину невязки), для обнаружения величины искажения запускается оценивание состояния, работающее по алгоритму обнаружения “искажающих” коэффициентов измерительных трансформаторов, рассмотренному в [5].

6. ВЫВОДЫ

В статье рассмотрены способы обнаружения грубых и систематических ошибок в синхронизированных векторных измерениях априорно, до решения задачи ОС.

Для обнаружения систематической ошибки рассматриваются выборки измерений, поступающих в темпе процесса. Алгоритм обнаружения систематической ошибки построен на вычислении матожидания невязки КУ на каждом шаге процесса обработки поступающих срезов СВИ. Значение матожидания, превышающее порог, указывает на присутствие погрешности постоянной величины в одном из измерений, входящих в КУ.

После установления факта, что матожидание невязки КУ превышает порог, следует применить традиционный алгоритм достоверизации грубых ошибок в измерениях на основе КУ, построенный на исключении «подозрительного» измерения из системы КУ. После локализации искомая систематическая ошибка устраняется, измерение заменяется величиной, вычисленной через достоверные измерения, входящие в это же КУ.

Предложенные алгоритмы позволяют идентифицировать систематические ошибки в измерительных трансформаторах тока и напряжения, используемых для получения СВИ.

ЛИТЕРАТУРА

[1] А.З.Гамм. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем М.: Наука. – 1976. – 220 с.

[2] Колосок И.Н., Коркина Е.С., Бучинский Е.А. Алгоритмы обработки измерений комплексных электрических величин для мониторинга состояния объектов ЭЭС. Сборник докладов Всероссийской научно-техн. конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», Екатеринбург, 22-26 октября 2012, Том 2, стр. 47-53.

[3] Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / Гамм А.З., Колосок И.Н. – Новосибирск: Наука. – 2000. –152 с.

[4] Колосок И.Н., Коркина Е.С., Пальцев А.С. Распределенная обработка данных методами ОС для мониторинга текущего режима ЭЭС. Тр. Межд.науч.семинара “Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики”, (Решма, 2011), вып.62, Изд. Иркутск, 2012, стр. 325-335.

[5] Колосок И.Н., Коркина Е.С., Бучинский Е.А. Оценка погрешности измерительных трансформаторов на основе алгоритмов обработки синхронизированных векторных измерений. Релейщик, №3, 2013, стр.24-29.

[6] Ming Zhou. Advanced System Monitoring with Phasor Measurements. http://scholar.lib.vt.edu/theses/available/etd-05202008-105242/unrestricted/Advanced_System_Monitoring_with_Phasor_Measurements.pdf

[7] Daniel Bez, Antonio Simoes Costa. Enhanced Probabilistic Modeling of Phasor Measurement Errors in Hybrid SCADA-PMU state Estimation - Proc. of PMAPS 2012, Istambul, Turkey, paper #247.

[8] Гамм А.З., Кучеров Ю.Н., Паламарчук С.И. и др. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике Новосибирск, Наука, 1991- 294 с.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Колосок Ирина Николаевна. Ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, д.т.н. *kolosok@isem.sei.irk.ru*

Коркина Елена Сергеевна. Старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, к.т.н. *korkina@isem.sei.irk.ru*

ДИАГНОСТИКА И ПОДГОТОВКА ИЗМЕРЕНИЙ АС СИ СМПР ДЛЯ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА НЧК В ЭЭС

Кисловский А.А., Теплоухов Р.П., (ООО «АльтероПауэр»,
Коваленко П.Ю., (Екатеринбург;(УрФУ, Екатеринбург)

При обработке данных, получаемых от измерительных систем, возникают ситуации, когда записанное значение параметра резко выделяется из общей выборки – оно представляет собой т.н. «выброс» [1]. Присутствие выбросов может существенно повлиять на достоверность результатов дальнейшего анализа данных. Помимо возникновения выбросов имеют место ситуации, когда значения исследуемого параметра отсутствуют на протяжении некоторого времени, например, по причине сбоя сети передачи данных. На таких фрагментах данные не определены и это также может оказывать влияние на результаты их обработки.

В целях более точного определения характера процесса выполнена разработка алгоритма поиска выбросов и их устранения. Алгоритм был протестирован на модельных сигналах и реальных данных, полученных от АС СИ СМПР.

Ключевые слова: СМПР, АС СИ СМПР, WAMS, PMU, погрешности измерений, выбросы

1. ВВЕДЕНИЕ

Известно, что основной информацией о текущем режиме функционирования оборудования энергосистемы являются результаты измерений различных рабочих параметров оборудования. При этом достоверность измерений, то есть степень доверия к ним, определяется погрешностью измерений [2]. В настоящее время в масштабах ЕЭС России средством, наиболее полно соответствующим требованиям, предъявляемым задачами оперативного мониторинга режима работы и повышения эксплуатационной надежности, является СМПР ЕЭС [3, 4] – высокотехнологичная система, базирующаяся на технологии синхронизированных векторных измерений параметров электромеханических переходных режимов [5].

Однако данным, получаемым от СМПР, так или иначе свойственны дефекты измерений, которые могут возникать по различным причинам, в частности, из-за погрешностей измерительного оборудования (как измерительных трансформаторов, так и регистраторов переходных процессов (РПП, *PMU – Phasor Measurement Unit*)), сбоев при передаче данных и др. По описанным причинам в регистрограммах параметров электрического режима могут появляться выбросы – значения, резко выделяющиеся из общей выборки. При этом если для измерительного тракта резкое изменение погрешности измерений маловероятно, то для *PMU* появление выбросов измерений типично в моменты динамических переходов, на что указывают результаты тестирования *PMU* [6, 7].

Эта особенность оказывает существенное негативное влияние на возможность экспресс-анализа (фиксации и приближенного определения параметров) низкочастотных колебаний (НЧК), возникающих в ЕЭС в результате возмущений. Важно корректно определять выбросы в последовательно поступающих от СМПР данных и соответствующим образом корректировать их, при этом не изменяя остальные данные, для дальнейшего анализа НЧК.

2. АЛГОРИТМ УСТРАНЕНИЯ ВЫБРОСОВ

С целью определения местонахождения выбросов разработан соответствующий алгоритм. Предварительно необходимо определить количество последовательных точек, которые следует считать выбросом. Протяженность выброса обусловлена частотой дискретизации измерений СМПР, которая составляет 0,02 с, и возможным возникновением НЧК частоты 5 Гц, полупериод которых при такой дискретности составит 5 точек. Поскольку устранение первого полупериода НЧК было бы ошибочным, протяженность выброса следует принять не превышающей 4 точки. Таким образом, для используемого в настоящее время в энергосистемах измерительного оборудования предполагается протяженность выброса, достигающая 4 точек, однако этот параметр можно менять в соответствии с областью применения. В первую очередь, к рассматриваемым исходным данным $x(i)$ применяется медианная фильтрация, причем ширина окна медианного фильтра определяется как 2n+1, где n – заданная максимальная протяженность выброса:

$$x(i) \rightarrow m(i). \tag{1}$$

После применения медианного фильтра отфильтрованный сигнал $m(i)$ вычитается из исходного:

$$d(i) = x(i) - m(i). \tag{2}$$

Для полученной разности $d(i)$ определяется значение среднеквадратического отклонения (СКО) в каждой точке m как:

$$\sigma_m = \sqrt{\frac{1}{k-1}\sum_{i=m-k}^{m-1}(d_i - \overline{d})^2}, \tag{3}$$

где $\overline{d}$ – математическое ожидание (МО) разности $d(i)$ на интервале $[m-k; m-1]$.

Как видно, расчет СКО выполняется не для всего интервала, а последовательно для каждой точки, чем достигается автоматическая подстройка алгоритма под изменяющуюся нерегулярную (случайную) составляющую сигнала.

Тогда все точки, где значения разности $d(i)$ превышают по абсолютной величине МО+3×СКО, считаются выбросами и заменяются в исходном сигнале линейными отрезками. Такой подход целесообразен в случае, когда распределение погрешностей измерений оборудования близко к нормальному, что справедливо для *PMU*, применяемых в энергосистемах [7].

3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Алгоритм разработан с применением программного пакета *MATLAB*. Также с помощью *MATLAB* действие алгоритма тестировалось на модельных сигналах и реальных измерениях, полученных от АС СИ СМПР для проверки его эффективности.

3.1. Тестирование на модельном сигнале

Для подтверждения эффективности алгоритма его работа проверялась на составном синусоидальном сигнале с шумовой составляющей и с искусственно добавленными выбросами:

$$0{,}3\sin(0{,}05t) + \sin(1{,}3 \times 0{,}05t) + 0{,}9\sin(4{,}2 \times 0{,}05t) + 0{,}05randn, \qquad (4)$$

где $randn$ – случайная составляющая с нулевым МО, распределенная по нормальному закону (шумовая составляющая).

При этом максимальная протяженность выброса, устраняемого алгоритмом, установлена равной 4 точкам, а протяженность последнего выброса задана равной 5 точкам. Последовательность выполнения операций в соответствии с алгоритмом представлена на рисунках 1-4.

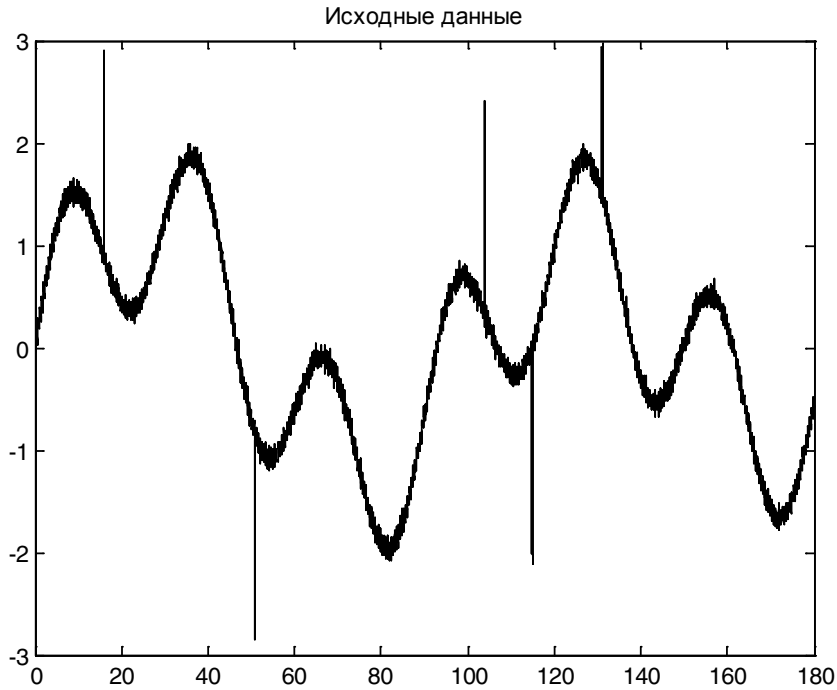


Рис. 1. Модельный сигнал

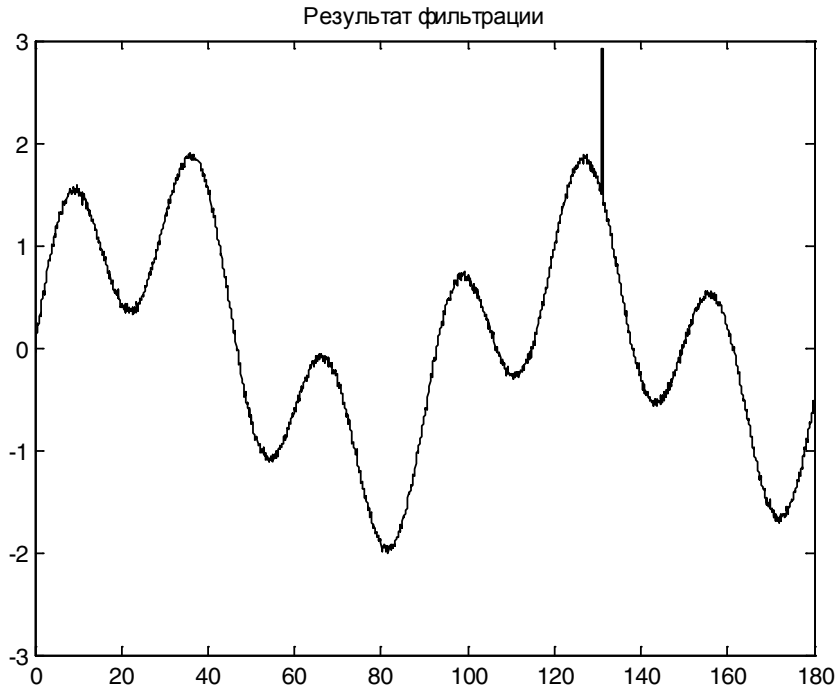


Рис. 2. Результат фильтрации

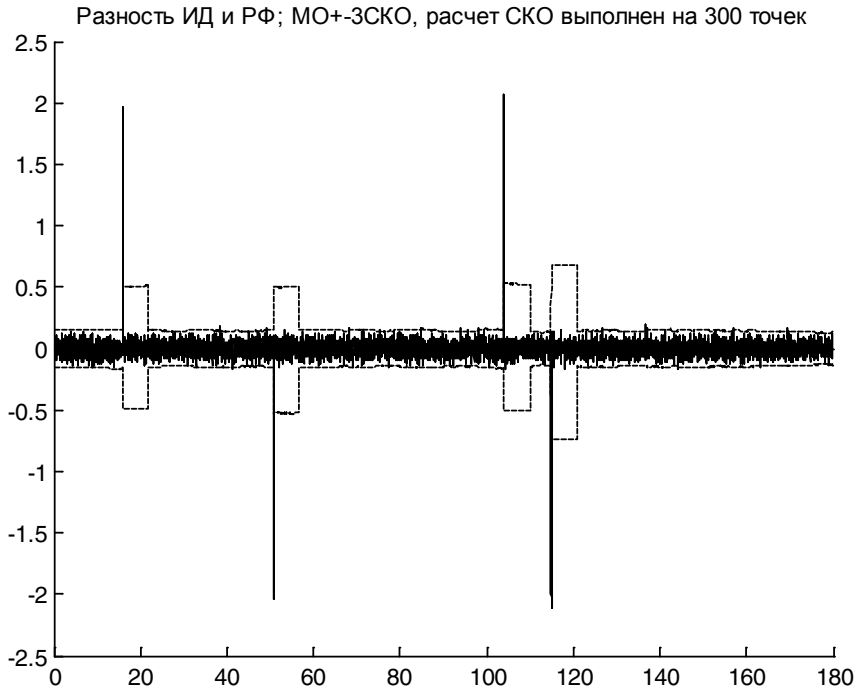


Рис. 3. Разность исходных данных и результата фильтрации, величина МО+3×СКО обозначена пунктирной линией, при расчете СКО по (3) $k = 300$

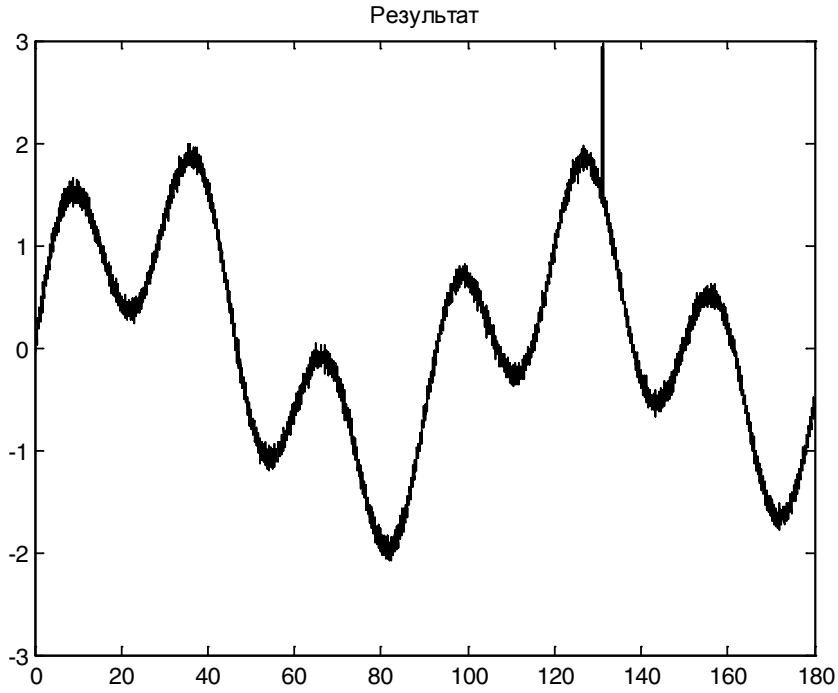


Рис. 4. Результат устранения выбросов

На рисунках 5-6 представлены фрагменты модельного сигнала до и после устранения выбросов. Видно, что последний выброс, протяженность которого преднамеренно была задана превышающей максимальную протяженность выброса, устраняемого алгоритмом, сохранился в сигнале.

Алгоритм предназначен для устранения случайных дефектов измерений, поэтому не следует применять параметр максимального числа последовательных выбросов больший, чем настройка по умолчанию (4 точки), если заранее достоверно не известно, что в рассматриваемом сигнале в заданный промежуток времени имеют место многочисленные продолжительные ошибки измерений, в противном случае могут подвергнуться корректировке данные, не содержащие выбросов.

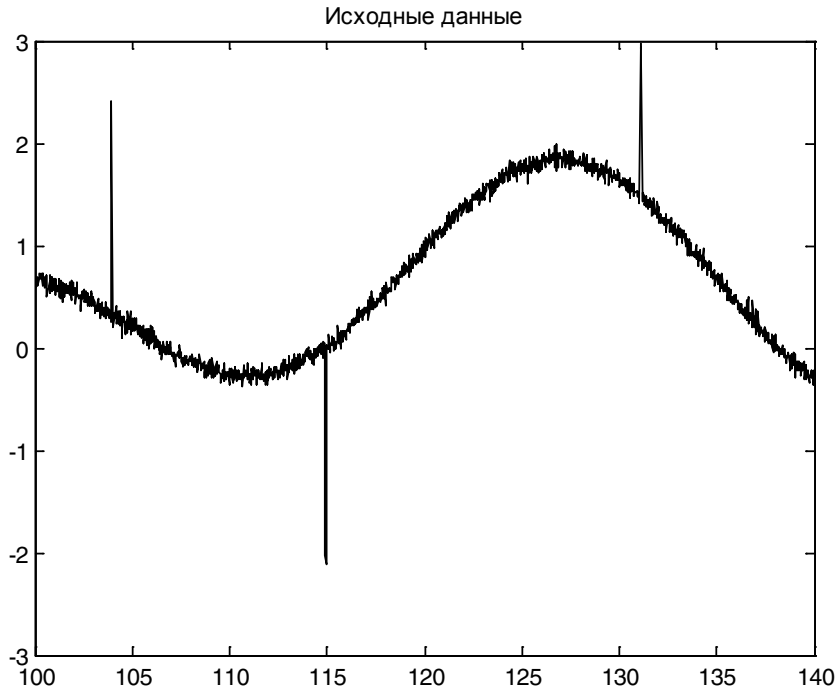


Рис. 5. Исходные данные (интервал от 100 до 140 секунд)

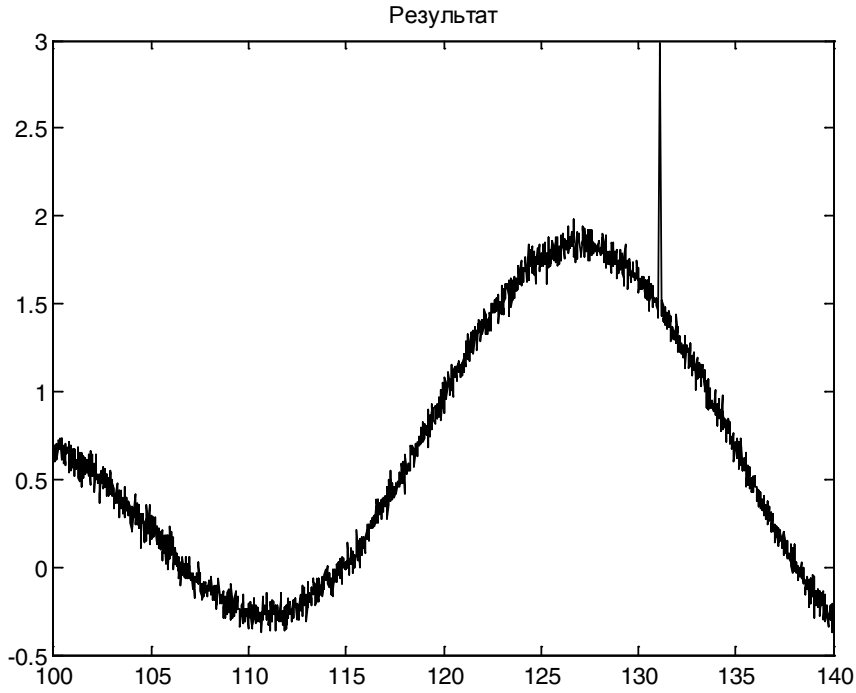


Рис. 6. Результат устранения выбросов (интервал от 100 до 140 секунд)

Тестирование на модельном сигнале показало, что алгоритм позволяет устранять выбросы заданной протяженности, при этом не изменяя сигнал в тех частях, где выбросы удалять не требуется.

3.2. Тестирование на реальных данных

Как было отмечено выше, появление выбросов свойственно для *PMU* в момент возникновения переходных процессов, поэтому для тестирования на реальных данных были использованы выборки данных, полученные с регистраторов, установленных на объектах ЕЭС России. На рисунках 7 и 8 приведены график частоты, полученный от АС СИ СМПР, и результат устранения выбросов для этих данных.

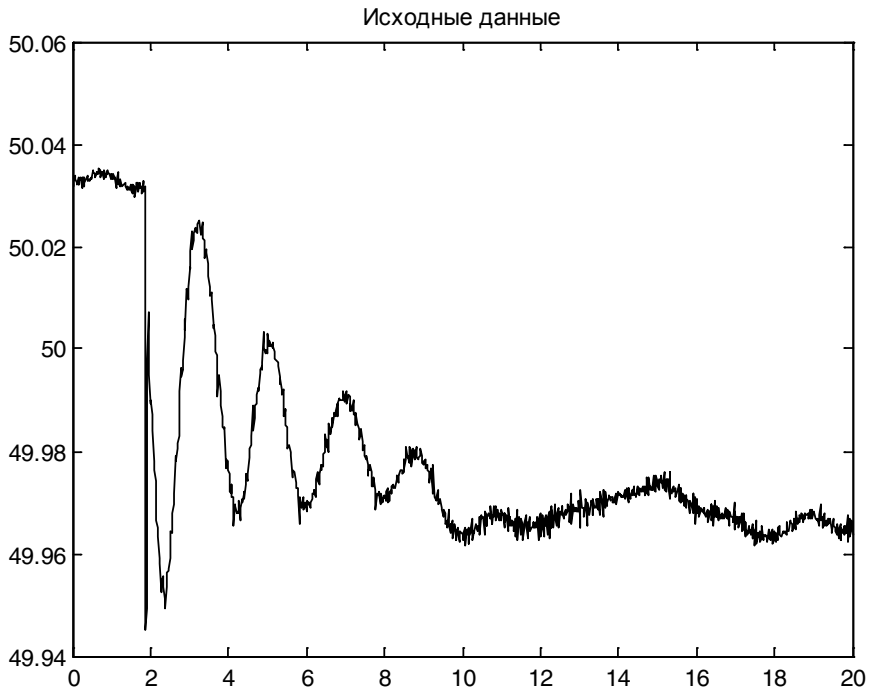


Рис. 7. Регистрограмма переходного процесса, возникшего в результате возмущения

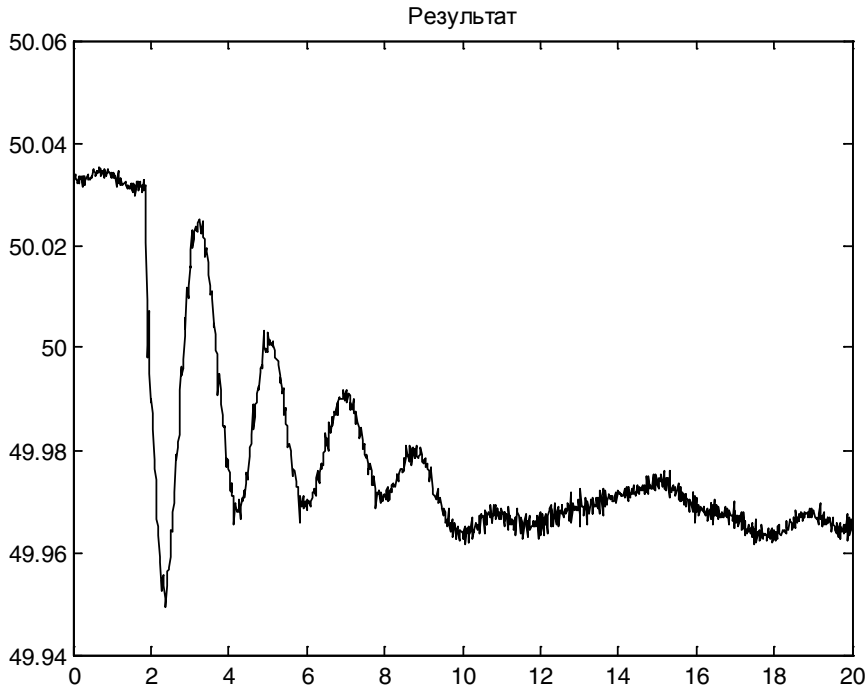


Рис. 8. Результат устранения выбросов

На графике, приведенном на рисунке 7, явно заметен выброс в момент возмущения. Присутствие такого выброса ухудшает идентификацию НЧК, возникших после возмущения. Автоматическое устранение выброса позволяет избежать этого явления.

4. ВЫВОДЫ

Разработанный алгоритм поиска и устранения выбросов будет применен в решении задачи мониторинга НЧК в составе АС СИ СМПР. При использовании алгоритма для подготовки данных для экспресс-анализа НЧК В ЭЭС возможна потеря незначительной части информации о самопроизвольно возникающих НЧК, частота которых превышает 2,5 Гц, а именно частичное «срезание» максимальных значений НЧК на первых двух периодах их существования. Эта особенность определена тем, что величина полупериода колебаний частот 2,5÷5 Гц составляет 10÷5 точек, соответственно, при последовательном поступлении данных в режиме реального времени в течение первого периода колебаний невозможно достоверно установить, являются ли некоторые последовательные значения, существенно выделяющиеся относительно предшествующих, началом колебательного процесса или дефектами измерения.

5. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Зайдель А.Н. Элементарные оценки ошибок измерений. – Москва: Наука, 1965.
[2] РМГ 29-99. Метрология. Основные термины и определения.
[3] Аюев Б.И. О системе мониторинга переходных режимов. Энергорынок, №2, 2006.
[4] Н. Шульгинов, Л. Кощеев, А. Жуков, А. Демчук Повышение эксплуатационной надежности ЕЭС России средствами противоаварийного автоматического управления – Материалы 43ей сессии СИГРЭ, 2010г.
[5] Демчук А.Т., Жуков А.В., Кац П.Я., Данилин В.А. Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров// Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Сб. тр. Международной научно-технической конференции, Москва, 2009.
[6] Comparative Testing of Synchronized Phasor Measurement Units – Juancrlo Depablos, Virgilio Centeno, Arun G. Phadke, Michael Ingram – In proceeding of: Power Engineering Society General Meeting, 2004, IEEE.
[7] Evaluating the Dynamic Performance of Phasor Measurement Units: Experience in the Western Power System – W.A. Mittelstadt, J. F. Hauer K. E. Martin, Harry Lee – Interim Report of August 2, 2005.

ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ СИСТЕМА АРЧМ КОЛЬСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Демидов А.А., Машанский А.М., Зубаирова И.И.
Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «Технологии автоматического управления»

1. ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЬСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Кольская энергосистема (ЭС) расположена в Мурманской области и входит в состав объединенной энергосистемы (ОЭС) Северо-Запада. Электрически Кольская ЭС непосредственно связана с ЭС Республики Карелии линиями электропередачи (ЛЭП) ВЛ 330 кВ Княжегубская – Лоухи №1, №2 и ВЛ 110 кВ Княжегубская ГЭС 11 – Княжая. Системообразующая сеть Кольской ЭС представлена ЛЭП напряжением 330, 150 и 110 кВ. Исходя из расположения центров генерации и потребления, Кольская ЭС разделена условно на две части (в сечениях Мончегорск – Оленегорск, Мурманск – Оленегорск): северную – дефицитную и южную – избыточную [3]. На севере находятся крупные центры потребления – Мурманск с населением более 300 000 жителей и промышленные предприятия. А на юге энергосистемы – крупнейший генерирующий объект – Кольская атомная электростанция (АЭС).

Превалирующую долю в структуре потребления Мурманской области занимает промышленный сектор (82%) [2].Установленная мощность энергосистемы составляет 3734,7 МВт (с учетом Кислогубской приливной электростанции мощностью 1,1 МВт) и делится между АЭС (47%), гидроэлектростанции (ГЭС) (43%) и тепловыми электростанциями (ТЭС) (10%). При этом годовая выработка электроэнергии делится в следующем соотношении: 38% ГЭС, 59% АЭС и 3% ТЭС [2].

По отчетным данным, выработка электроэнергии электростанциями операционной зоны Кольского РДУ за 2013 год составила 16,89 млрд. кВт·ч, а электропотребление – 12,30 млрд. кВт·ч [7].

ГЭС выполняют регулирующую роль, покрывая пики нагрузки и, тем самым, обеспечивая базовый режим работы Кольской атомной электростанции в суточном и в сезонном разрезе. Около 70% электрической энергии, производимой Кольской АЭС, используется регионом, 8% потребляет сама станция. Остальная электроэнергия передается в Карелию и экспортируется в Финляндию и Норвегию. Режим работы Кольской ЭС в составе ЕЭС России характеризуется перетоками мощности в размере до 600 МВт по транзиту 330 кВ Кольская ЭС – ЭС Республики Карелия и 150 МВт в обратном направлении – из ЭС Республики Карелия. Это обеспечивает компенсацию годовой неравномерности энергоотдачи ГЭС за счет резервов ЕЭС России, а также делает возможным использование регулировочного диапазона ГЭС Кольской ЭС для регулирования баланса мощности в ОЭС Северо-Запада. ТЭС работают в соответствии с графиком тепловой нагрузки, и поэтому не принимают участия в регулировании электрической нагрузки в энергосистеме

Функцию оперативно-диспетчерского управления Кольской энергосистемой осуществляет Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Мурманской области» (Кольское РДУ).

2. ПРИЧИНЫ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ НОВОГО ПАК ЦС АРЧМ ЭС

Уже почти 40 лет в Кольской ЭС работает локальный комплекс АРЧМ, последней внедренной версией которого стал программно-аппаратный комплекс (ПАК) АРЧМ, разработанный ЗАО «ЭМА», г. Новосибирск, в 1995 году (АРЧМ ДП).

За истекшие годы в связи с развитием нормативной базы возникла необходимость замены комплекса АРЧМ, не соответствовавшего требованиям Стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Обеспечение согласованной работ систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» (далее – Стандарт), по следующим причинам:

комплекс АРЧМ ДП был выполнен не на унифицированной программно-аппаратной базе;

используемые протоколы связи с энергообъектами (ЭО) не соответствовали требованиям;

функции АРЧМ ДП не соответствовали указанным в Стандарте.

Эти причины обусловили необходимость создания новой ЦС АРЧМ Кольской ЭС, позволившей:

обеспечить соответствие системы требованиям действующих и вновь введенных нормативно-технических документов;

оптимизировать затраты на эксплуатацию и развитие систем АРЧМ, внедряемых в ОАО «СО ЕЭС» при использовании унифицированных средств на базе ПАК «СК-2007»;

расширить функциональные возможности ЦС АРЧМ Кольской ЭС.

3. СТРУКТУРА ЦС АРЧМ КОЛЬСКОЙ ЭС

Созданная ЦС АРЧМ Кольской ЭС на сегодняшний день может стать составной частью иерархической системы АРЧМ ЕЭС России и получать управляющие воздействия от ЦС АРЧМ ОЭС Северо-Запада на изменение мощности регулирующих электростанций в Кольской ЭС. При этом ЦС АРЧМ Кольской ЭС и, следовательно, подключенные к ней регулирующие электростанции (РЭС) будут изменять свою фактическую мощность в соответствии с заданным управляющим воздействием только в той мере, в которой они не нарушают внутренние ограничения Кольской ЭС по пропускной способности сети.

ЦС АРЧМ является нижним уровнем в иерархической структуре автоматического вторичного регулирования в ЕЭС России, которая включает в себя:

1) центральную координирующую систему уровня ЕЭС России (ЦКС АРЧМ ЕЭС),
2) централизованные системы уровня объединенных энергосистем (ЦС АРЧМ ОЭС),
3) централизованные системы уровня территориальных энергосистем (ЦС АРЧМ ЭС).

В состав ЦС АРЧМ Кольской ЭС входят [6]:

1) управляющий вычислительный комплекс (УВК) Кольского РДУ,
2) устройства АРЧМ, установленные на ГЭС, генерирующее оборудование которых подключается под управление от ЦС АРЧМ (станционные устройства АРЧМ),
3) специально организованные каналы связи для взаимодействия УВК и станционных устройств АРЧМ.

Структура ЦС АРЧМ Кольской ЭС представлена на рисунке 1.

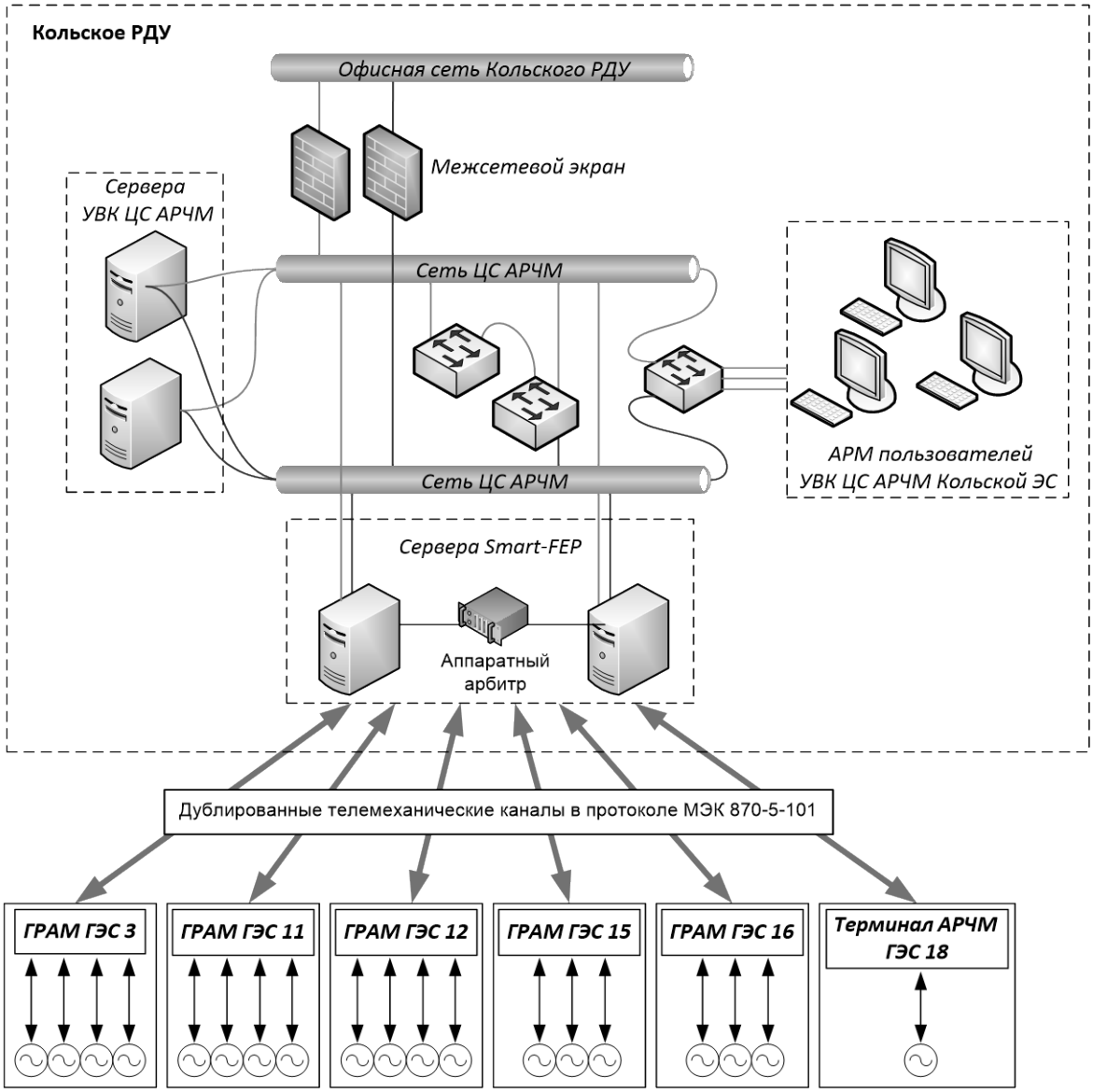


Рис. 1. Структурная схема ЦС АРЧМ Кольской ЭС

УВК Кольского РДУ включает программно-аппаратные средства, которые включают в себя [6]:

1) сервера с ОИК СК-2007 и программным обеспечением ЦС АРЧМ,
2) автоматизированные рабочие места пользователей,
3) устройства телемеханики.

Все устройства УВК Кольского РДУ имеют резервирование «1+1».

Станционные комплексы устройств АРЧМ по своему функциональному назначению подразделяются на:

1) системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ) генераторов (кроме Верхне-Териберской ГЭС 18, где установлен терминал АРЧМ),
2) устройства телемеханики для взаимодействия ГРАМ с управляющим устройством ЦС АРЧМ ЭС, расположенным в Филиале ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ.

На Верхне-Териберской ГЭС 18, ввиду наличия только одного ГА, система ГРАМ не установлена. Функции управления ГА от ЦС АРЧМ выполняет терминал АРЧМ.

Обмен телеинформацией между УВК Кольского РДУ и каждой ГЭС выполняется по двум взаиморезервируемым каналам связи по протоколу ГОСТ МЭК 60870-5-101.

Процесс модернизации ЦС АРЧМ Кольского РДУ сопровождался заменой УВК и станционных устройств АРЧМ.

4. ФУНКЦИИ ЦС АРЧМ КОЛЬСКОЙ ЭС

ПАК ЦС АРЧМ Кольской ЭС обладает следующими основными функциональными возможностями [5]:

1. Регулирование частоты и перетоков мощности

В ЦС АРЧМ Кольской ЭС предусмотрен регулятор, который может работать в режимах:

1) регулирование перетока с коррекцией по частоте (АРПЧ),
2) регулирование перетока (АРП),
3) регулирование частоты (АРЧ).

Режим АРПЧ предназначен для регулирования полного перетока мощности в сечении Кола – Карелия с коррекцией по частоте.

Режим АРП предназначен для регулирования полного перетока мощности в сечении Кола – Карелия, когда требуется поддержание определенного значения перетока мощности без учета коррекции по частоте (например, для разгрузки сечений, расположенных южнее ПС 330 кВ Лоухи, если это требуется по режиму ОЭС). Также данный режим может применяться временно, если в ЦС АРЧМ по какой-либо причине не поступают значения частоты.

Режим АРЧ предназначен для регулирования частоты электрического тока при изолированной работе Кольской энергосистемы от ЕЭС России с частью Карельской энергосистемы или без нее.

2. Автоматическое ограничение перетоков и токовой перегрузки

В ЦС АРЧМ Кольской ЭС для автоматической ликвидации перегрузки внутренних и внешнего сечения предусмотрена подсистема автоматических ограничителей перетоков (АОП). При превышении уставки АОП ЦС АРЧМ выдает регулирующее воздействие на РЭС для разгрузки соответствующего сечения. Для сбалансированной разгрузки перегруженного сечения привлекаются РЭС по обеим стороны сечения, при этом регулирующие воздействия на РЭС, которые не влияют на загрузку конкретного сечения, не выдаются.

Действие подсистемы АОП по различным сечениям является скоординированным, т. е. при наличии перегрузки по нескольким сечениям действие на объекты осуществляется таким образом, чтобы исключить конфликт между разными ограничителями. Работа регулятора возможна за счет электростанций, которые или не влияют на перегруженные сечения, или действие на которые согласовано с действием АОП (исключением в приоритете АОП над регулятором является работа функции контроля повышения/снижения частоты).

Уставки АОП изменяются автоматически при изменении схемы сечений в соответствии с матрицами, составленными на основании таблиц, приведенных в [5]. Значения уставок соответствуют значениям суммы максимально допустимых перетоков и амплитуды нерегулярных колебаний в сечении. Также предусмотрена возможность использования для АОП в качестве уставок расчетных данных от внешнего EMS-приложения, осуществляющего определение пределов и контроль перетоков в опасных сечениях. При необходимости, уставки могут быть заданы оперативным персоналом вручную.

Помимо ограничения перетоков, ЦС АРЧМ осуществляет контроль и автоматическое ограничение токовой перегрузки (АОТП) контролируемых воздушных линий электропередачи (ВЛ) 150 кВ. Контроль осуществляется с учетом температуры наружного воздуха. Уставки формируются автоматически путем интерполяции табличных значений допустимой токовой загрузки ВЛ в зависимости от температуры окружающего воздуха.

Все АОП и АОТП снабжены механизмом возврата, который после снятия перегрузки обеспечивает автоматический плавный возврат регулирующих электростанций на плановый график. При этом в случае возникновения опасности перегрузки какого-либо контролируемого сечения, действие алгоритма возврата приостанавливается.

3. Ручная коррекция мощности РЭС

Для каждой РЭС реализована возможность оперативного задания дополнительной вторичной мощности при помощи ручного корректора мощности (РКМ). Это задание выдается с индивидуально заданным для РЭС шагом и суммируется с заданием от подсистем регулятора и АОП (АОТП).

4. Предусмотрена возможность управления от ЦС АРЧМ Северо-Запада

В УВК ЦС АРЧМ предусмотрена возможность иерархического управления от ЦС АРЧМ ОЭС Северо-Запада.

Для реализации управления необходима организация каналов связи ЦС АРЧМ ОЭС–ЦС АРЧМ ЭС.

5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ФУНКЦИИ ЦС АРЧМ КОЛЬСКОЙ ЭС

При разработке программного обеспечения ЦС АРЧМ стояла задача максимального использования уже имеющихся решений, апробированных в других системах АРЧМ. Тем не менее, ряд поставленных требований привели к созданию уникальных функций.

5.1. Подробная информация о работе регулирующих электростанций

Прежде всего, специфика заключалась в уровне диспетчерского управления: исходя из того, что система региональная и в компетенцию диспетчера входит контроль и управления работой оборудования станций. От ГЭС была организована передача расширенного набора информации, включающего детальную информацию о работе отдельных гидроагрегатов, систем противоаварийной автоматики.

Для указанной задача была разработана специальная форма отображения (рис. 2), которая обеспечивает следующие возможности:

1) получение подробной информация о параметрах работы ГЭС,
2) контроль резервов ГЭС,
3) контроль состояния станционных устройств АРЧМ и состояния каналов связи,
4) ручная коррекция мощности ГЭС.

Дополнительно возможна реализация телеуправления отдельными ГА.

Также при пропадании разрешения централизованного управления со стороны РЭС, через заданную выдержку времени в ЦС АРЧМ реализовано автоматическое отключение этой станции от управления.

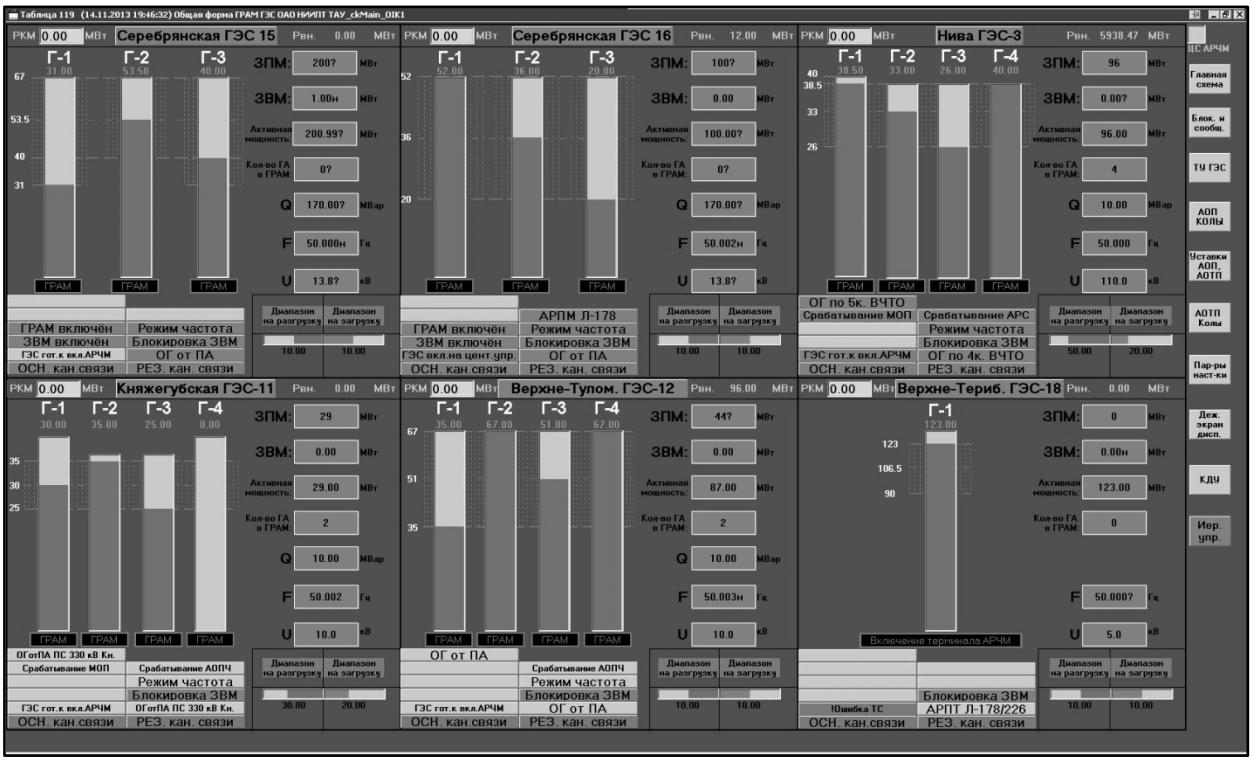


Рис. 2. Форма отображения с информацией о ГЭС

5.2. Функция ручного изменения задания

Помимо возможности индивидуальной ручной коррекции мощности в ЦС АРЧМ предусмотрена функция ручного изменения задания (РИЗ), которая позволяет корректировать мощность всех подключенных к АРЧМ РЭС.

РИЗ выполняется при включении ключа функции и отключенном регуляторе. РИЗ позволяет сформировать задание для подключенных к АРЧМ ГЭС, либо используя суммарные диапазоны на загрузку и разгрузку, либо вводя произвольное значение задания. В первом случае, после выбора одного из значений +100%, +50%, – 50% или – 100%, формируется задание, соответственно: на полную загрузку, загрузку на половину имеющегося регулировочного диапазона на загрузку, разгрузку на половину имеющегося регулировочного диапазона на разгрузку и полную разгрузку. После формирования задания, оно распределяется между ГЭС пропорционально их регулировочным диапазонам. При вычислении суммарных диапазонов учитываются только диапазоны станций, которые на этот момент не заблокированы и могут загружаться или разгружаться. Сформированное задание для каждой ГЭС переписывается в соответствующее задание РКМ и выдается на станцию с заданным шагом. При включении функции РИЗ регулятор отключается.

5.3. Контроль изолированной работы

Поскольку возможно аварийное отделение Кольской энергосистемы с частью Карельской энергосистемы или без нее, в ЦС АРЧМ реализована функция контроля выделения на изолированную работу. Контроль осуществляется как по состоянию связей с ОЭС, так и по отклонению частоты от уставки. В случае фиксации факта выделения на изолированную работу формируется специальная сигнализация, и регулятор из любого состояния переходит в режим

регулирования частоты. Квитирование сигнализации об изолированной работе осуществляется диспетчером путем изменения режима регулятора после восстановления параллельной работы.

При обнаружении недостоверности параметров функции, регулятор блокируется.

Для правильной работы регулятора в режимах АРЧ и АРПЧ в системе реализован расчет крутизны частотной характеристики на основе текущего потребления и генерации.

5.4. Контроль повышения или снижения частоты

В дополнение к функции автоматического включения в режиме АРЧ при выделении Кольской энергосистемы на изолированную работу в ЦС АРЧМ Кольской ЭС реализована функция контроля повышения/снижения частоты (КСПЧ).

Функция КСПЧ предназначена для аварийных ситуаций со значительными отклонениями частоты, вызванными выделением Кольской ЭС на изолированную работу с большим избытком/дефицитом мощности, или иными аварийными небалансами в работающей изолированно ЭС. Задачей функции КСПЧ является предотвращение срабатывания частотной технологической автоматики генерирующего оборудования путем включения АРЧ.

Срабатывание какой-либо ступени функции КСПЧ является пусковым фактором для функции контроля изолированной работы и автоматического включения АРЧ. При этом происходит блокирование действия АОП и АОТП на регулирующие объекты в противоположном действию АРЧ направлении, что позволяет снять возможные ограничения регулятора, вызванные более высоким приоритетом ограничителей, находящихся в зоне минимального запаса или в зоне перегрузки. Другими словами, при срабатывании функции КСПЧ конфликт регулятора и ограничителя разрешается в пользу регулятора. Снятие ограничений с АОП и АОТП происходит после восстановления частоты до допустимого уровня, определяемого уставками возврата.

Для отстройки функции КСПЧ от скачков частоты и от действий противоаварийной автоматики предусмотрена возможность задания выдержки времени для каждой ступени функции и уставок возврата.

5.5. Режим ограничения перетока

В ряде случаев от диспетчера не требуется поддержание определенной величины перетока мощности, при этом, задается величина данного перетока, которую нельзя превышать. Для решения данной задачи для регулятора предусмотрен дополнительный режим — ограничения перетока. При превышении перетоком уставки в этом режиме формируется специальное оповещение для диспетчера. В этом режиме работа регулятора схожа с работой АОП, однако за АОП сохраняется приоритет перед регулятором.

6. ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ

Важной стороной разработки систем управления технологическими процессами является их испытания. На протяжении всего процесса разработки ЦС АРЧМ, начиная от проектирования и до внедрения в промышленную эксплуатацию, система проходила постоянные испытания.

Первоначально, на этапе проектирования, была составлена математическая модель в среде MATLAB, включающая регуляторы ЦС АРЧМ и объект управления — энергосистему.

После разработки программного обеспечения ЦС АРЧМ был развернут полигон, на котором осуществлялась статическая отладка. После перехода к следующему этапу, полигон был подключен к модели энергосистемы с обратной связью, реализованной на базе РТД «Финист» (ЗАО «Монитор электрик»), которая была дополнена моделями РЭС, что позволило полностью воссоздать реальное управление и обеспечить полное информационное обеспечение системы АРЧМ.

На этой модели были проведены заводские испытания и проверены все функции на соответствие проекту.

После развертывания системы и подключения сервера телемеханики на объекте заказчика, были проверены правильность настройки телесигналов и телеизмерений, соответствие направлений перетоков. После этого сервера были вновь подключены к РТД «Финист», и вместе с технологами проиграны сценарии, используемые в подготовке диспетчерского персонала. Результаты моделирования показали адекватность работы системы.

Комплексные испытания системы были скоординированы с испытаниями новых ГРАМ на ГЭС. Изначально проверке были подвергнуты каналы связи и информационное взаимодействие с ГРАМ. На время этого этапа цепи управления ГА от ГРАМ были разомкнуты. После проверки взаимодействия, необходимо было проверить динамические характеристики объекта управления, точность поддержания заданной мощности, для чего к ГРАМ поочередно подключалось по одному ГА, и проводились тесты во всем диапазоне допустимого изменения мощности. После подтверждения готовности двух РЭС к участию в автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности, готовности ПАК ЦС АРЧМ, были проведены комплексные испытания всей системы, в рамках которых была проверена реальная работа всех АОП (АОТП), регулятора в различных режимах, в том числе и в режиме АРЧ, когда Кольская ЭС по заявке работала изолировано.

ПАК ЦС АРЧМ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ показал полную работоспособность при выполнении всех функции и был признан готовым к вводу в промышленную эксплуатацию в Филиале ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ.

В феврале 2014 года подана заявка на государственную регистрацию программы для ЭВМ «Программное обеспечение ЦС АРЧМ Кольской ЭС». Полученный опыт внедрения системы АРЧМ в Кольской ЭС применим для

использования при внедрении системы АРЧМ в изолированных ЭС (например, Сахалин, Чукотка) и в ЭС, которые могут выделяться на изолированную работу (например, Коми)

ЛИТЕРАТУРА

[1] Бондаренко А.Ф., Комаров А.Н. Требования к поддержанию частоты в ЕЭС России. Роль первичного и вторичного регулирования в поддержании качества регулирования частоты в нормальных и надёжности энергоснабжения в аварийных режимах работы // Электрические станции. 2002. №4. № 4. с. 36-43.
[2] В краю озер // Корпоративный бюллетень ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» «50 Гц». Октябрь 2011. № 3(4) . с. 10-17.
[3] Инструкция для диспетчерского персонала по особенностям и ведению электрического режима в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ. Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Мурманской области», Мурмаши, 2010 г.
[4] Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности.
[5] Указания по управлению режимами Кольской энергосистемы с использованием ЦС АРЧМ на платформе ОИК СК-2007. Мурмаши, 2013
[6] Указания по организации эксплуатации и обслуживания ЦС АРЧМ на платформе ОИК СК-2007. Мурмаши, 2013.
[7] http://so-ups.ru/index.php?id=rdu_kola (дата обращения 09.04.2014)

Авторы: ***Демидов Александр Александрович*** *окончил институт электроэнергетики Московского энергетического института (МЭИ) (Технический университет) в 2009 г. Ведущий инженер отдела систем АРЧМ.*

Зубаирова Ирина Ильдаровна *окончила Уфимский государственный авиационный технический университет в 2010 г. Инженер отдела систем АРЧМ.*

Машанский Александр Михайлович *окончил электроэнергетический факультет МЭИ в 1965 г. Начальник отдела систем АРЧМ.*

ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ АЛГОРИТМОВ УСТРОЙСТВ ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕРЕГРУЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОВОЙ МОДЕЛИ ЗАЩИЩАЕМОГО ЭЛЕМЕНТА

Глазырин В.Е. (ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»)
Яворский В.П. (Новосибирский государственный технический университет)

1. ВВЕДЕНИЕ

Основной тенденцией в развитии электроэнергетики является создание мощных энергообъединений, что позволяет снизить затраты на производство электрической энергии и повысить экономичность и надежность электроснабжения потребителей. Однако в таких энергообъединениях возможно возникновение каскадно развивающихся аварийных процессов, приводящих к длительному нарушению электроснабжения потребителей на большой территории.

Повышение эффективности эксплуатации, надежности функционирования и дальнейшее развитие национальной электроэнергетической системы тесно связано с необходимостью решения комплекса задач, управления системой в предаварийных и аварийных режимах.

Одной из таких проблем является выявление состояния, при котором возникает опасность повреждения элемента энергетической системы по причине его перегрузки, принятие мер к предотвращению повреждения оборудования в режиме перегрузки, выявление режима перегрузки в случае, когда меры по ее предотвращению оказались неэффективными, и, наконец, ликвидация перегрузки посредством технических мероприятий вплоть до отключения перегруженного элемента.

2. ТРЕБОВАНИЯ К АВТОМАТИКЕ ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕРЕГРУЗКИ

Устройство автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО) предназначено для исключения недопустимой по величине и длительности токовой перегрузки электрооборудования. Автоматическое ограничение перегрузки оборудования включает в себя автоматическую разгрузку трансформатора, автотрансформатора (АРТ) и автоматическую разгрузку линий электропередачи (АРЛ).

Мероприятиями по ликвидации перегрузки являются [1]:

- разгрузка электростанций;
- отключение нагрузки;
- деление системы;
- отключение перегруженного оборудования.

Для разгрузки перегруженных связей в электрической сети в качестве управляющих воздействий АОПО используются [1]:

- автоматический ввод резерва генерирующей мощности в дефицитной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с избыточным районом энергосистемы;
- отключение части нагрузки в дефицитной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с избыточным районом энергосистемы;
- разгрузка агрегатов электростанций в избыточной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с дефицитным районом энергосистемы, при наличии у дефицитного энергорайона других источников электроснабжения;
- деление системы, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети или существенно повышающее эффективность действия других управляющих воздействий;
- отключение с запретом АПВ (для линий электропередачи) перегруженного элемента сети при условии, что при этом не возникнут недопустимые режимы в других частях энергосистемы, которые не могут быть предотвращены и ликвидированы средствами противоаварийной автоматики;
- кратковременное отключение перегруженного элемента сети, обеспечивающей энергоснабжением район с распределенной нагрузкой, в котором невозможно реализовать отключение нагрузки по перегрузке оборудования с использованием команд телеотключения.

В процессе работы оборудование подвергается воздействию токов выше номинального в случае возникновении повреждений в прилежащей к элементу сети. Эти повреждения отключаются соответствующими видами релейной защиты и автоматики (РЗА) и не должны приводить к выдаче управляющих воздействий от устройства АОПО. Вместе с этим автоматика не должна действовать если допустимая длительность возможной перегрузки составляет более 20 мин. В случае, если перегрузка может быть допущена большее время, разгрузка должна производиться путем применения оперативных мероприятий.

3. ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВОЙ МОДЕЛИ В АОПО

Устройства АОПО, как правило, осуществляет контроль полного тока в электрооборудовании. Используемые ранее в энергетической системе устройства АОПО содержали только реагирующий токовый орган и осуществляли про-

тивоаварийное управление в зависимости от значения токовой загрузки (величины тока). Условия нагрева и охлаждения проводника при этом не учитывались ввиду сложности определения тепловых параметров. В последнее время намечается тенденция к переходу к алгоритмам АОПО, основанным на определении температурного состояния оборудования и осуществлении противоаварийного управления в зависимости от степени перегрева. По сравнению с традиционными решениями такой подход является принципиально более совершенным, позволяет уточнить и, в конечном счете, уменьшить интенсивность управляющих воздействий.

Для оценки температурного состояния необходимо определить текущую температуру проводника и сравнить ее с длительно допустимым значением: 70°С для воздушных линий (ВЛ), 85°С для кабельных линий (КЛ) (аварийно допустимые значения равны соответственно 90°С и 100°С). Указанные значения в различных источниках варьируются, и поэтому должны рассматриваться как рекомендуемые при отсутствии заводских данных.

Определение температуры (расчётным путём) выполняется на основании уравнения теплового баланса проводника. Провод нагревается под действием электрического тока и солнечной радиации, а охлаждается за счет отдачи тепла в окружающую среду за счёт лучеиспускания и конвекции. Ветер увеличивает конвекционный теплообмен и оказывает наибольшее влияние на снижение температуры провода; солнце значительно повышает температуру лишь тогда, когда он обесточен. При проектировании АОПО за расчетный принимается случай без солнца и без ветра. Очевидно, что на температуру кабеля солнце и ветер существенного влияния не оказывают.

Опасность термической перегрузки ВЛ, главным образом, заключается в увеличении длины провода при нагревании, что приводит к увеличению стрелы провеса и возможности перекрытия и последующего короткого замыкания (КЗ). Для КЛ основным негативным фактором перегрузки является ускоренное старение изоляции. Для кабельно-воздушных линий (КВЛ) – комбинация указанных факторов: в летнее время большей опасности подвержен воздушный участок, в зимнее – кабельный.

Для практического определения температурного состояния линии в устройстве АОПО линия моделируется инерционным звеном первого порядка, характеризуемым постоянной времени нагрева. Это позволяет учесть постепенность изменения температуры и рассматривать динамику ее изменения. В качестве параметров, которые определяют нагрев провода, используются две величины, измерение которых может быть достаточно легко осуществлено на практике: ток линии на наиболее загруженном участке и температура окружающего воздуха.

В действительности при реализации защиты следует рассматривать не только наиболее загруженный, но и наиболее опасный с точки зрения нагрева участок линии. Однако, поскольку трасса ВЛ протяжённа и непрямолинейна, определить наиболее опасный участок линии, как правило, не представляется возможным. Поэтому в качестве потенциально опасного, как правило, принимается участок с наибольшей загрузкой.

В качестве одной из уставок при моделировании линии в устройстве АОПО может использоваться постоянная времени нагрева проводника, которая определяется следующим образом.

Постоянная времени нагрева T, представляющая собой отношение теплоемкости проводника к теплоотдаче, для провода рассчитывается по формуле [3]

$$T = \frac{mc}{\alpha_к + \alpha_л}, \text{ с}, \tag{1}$$

где m – масса одного метра провода, кг/м; c – удельная теплоемкость провода, (Вт·с)/(кг·°С); $\alpha_к$ – коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(м·°С); $\alpha_л$ – коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием, Вт/(м·°С).

Теплоёмкость провода определяется на основании каталожных данных. Коэффициент конвективной теплоотдачи зависит от скорости ветра и температуры воздуха. Коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием также определяется температурой воздуха.

Для КЛ (кабельных участков КВЛ) постоянная времени нагрева рассчитывается в зависимости от места прокладки кабеля: в земле или воздухе (тоннеле, лотках и т.д.). Сопротивление теплоотдаче кабеля оказывают:

- защитные покровы;
- изоляция кабеля;
- оболочка кабеля;
- почва, окружающая кабель.

В соответствии с этим, постоянная времени нагрева кабеля, проложенного в воздухе, рассчитывается по формуле [4]

$$T = (S_1 + S_3) \cdot (c_ж + 0{,}5(c_{из} + c_{св})) \text{ , ч}, \tag{2}$$

где S_1 – тепловое сопротивление изоляции кабеля, (°С·см)/Вт; S_3 – тепловое сопротивление оболочки кабеля, (°С·см)/Вт; $c_ж$ – удельная теплоемкость жилы кабеля, (Вт·ч)/(см^3·°С); $c_{из}$ – удельная теплоемкость изоляции, (Вт·ч)/(см^3·°С), $c_{св}$ – удельная теплоемкость свинца, (Вт·ч)/(см^3·°С).

Постоянная времени нагрева кабеля, проложенного в земле, определяется как [4]

$$T = (S_1 + S_2 + S_4) \cdot (c_ж + 0{,}5(c_{из} + c_{св} + c_{покр})) \text{ , ч}, \tag{3}$$

где S_2 – тепловое сопротивление защитных покровов, (°С·см)/Вт; S_4 – тепловое сопротивление почвы, окружающей кабель, (°С·см)/Вт; $c_{покр}$ – удельная теплоемкость защитных покровов, (Вт·ч)/(см^3·°С).

Удельные теплоемкости материалов являются справочными данными; тепловые сопротивления зависят от условий прокладки кабеля и определяются расчетным путем.

После того как постоянная времени нагрева рассчитана, можно определить текущую температуру проводника по выражению

$$\theta_п = \theta_{нач} + (\theta_{уст} - \theta_{нач})(1 - e^{-t/T}) \text{ , °C,} \quad (4)$$

где $\theta_{нач}$ – начальная температура провода, °С; $\theta_{уст}$ – установившаяся температура провода, °С; t – время, прошедшее с начала переходного процесса, с.

Установившаяся температура провода определяется расчетным путем по величине протекающего тока с учетом погодных условий и условий нагрева и охлаждения провода. За начальную температуру можно принять усредненное значение установившейся температуры за предшествующий период.

Путем сравнения текущей температуры проводника с длительно допустимым значением устройство АОПО выявляет возникновение опасной перегрузки линии.

Кроме температуры проводника, желательно, чтобы устройство АОПО определяло значение тока, длительно допустимого для линии при текущих погодных условиях. Длительно допустимый ток $I_д$ – это такое значение тока, при протекании которого установившаяся температура проводника равна длительно допустимой. Расчет производится по формуле [4]

$$I_д = \sqrt{\frac{(\alpha_к + \alpha_л)(\theta_д - \theta_в) - P_р}{R_н}} \text{ , A,} \quad (5)$$

где $\theta_д$ – длительно допустимая температура провода, °С; $\theta_в$ –температура воздуха, °С; $P_р$ – мощность солнечной радиации, Вт/м, $R_п$ – сопротивление одного метра провода при длительно допустимой температуре, Ом/м.

Как известно, длительно допустимый ток является нормированной величиной и дается в справочниках. Для ВЛ приводятся поправочные коэффициенты на температуру воздуха; на практике используют также таблицы со значениями допустимого тока для разных температур. Для КЛ длительность перегрузки нормируется в зависимости от ее величины. Однако эти значения неудобно использовать в качестве уставки АОПО. Во-первых, работа с набором значений, из которых определяется необходимое, принимаемое в качестве уставки, представляется достаточно громоздким решением. Во-вторых, любая таблица обладает дискретностью, и для получения промежуточных значений необходимо использовать интерполяцию.

В качестве уставки срабатывания устройства АОПО предлагается использовать значение длительно допустимого тока, рассчитанное по формуле (5) и постоянно обновляемое в процессе работы устройства. Путем сравнения текущего тока линии с данным значением формируется сигнал перегрузки, который должен быть передан персоналу подстанции или диспетчеру:

Таким образом, возникновение перегрузки линии фиксируется как по температуре, так и по ее току. При этом также формируются соответствующие сигналы. Однако выбор управляющего воздействия в зависимости от степени токовой перегрузки не производится, так как увеличение тока сверх допустимого не всегда сопровождается перегревом проводника. По величине тока необходимо определять величину управляющего воздействия, поскольку по температуре проводника невозможно определить на какую величину необходимо снизить нагрузку линии.

При реализации автоматического выбора необходимого управляющего воздействия при выявлении перегрузки в устройстве АОПО необходимо использовать слишком большие объёмы информации, в том числе о топологии прилегающей сети в текущем режиме. Реализация этой задачи в полном объёме проблематична. В связи с этим предлагается следующий подход к выбору управляющих воздействий:

- расчётным путём выявить возможные режимы перегрузки;
- выбрать управляющие воздействия, принимая во внимание, что их интенсивность выбирается динамически в зависимости от условий отвода тепла от проводов;
- определить максимальный объем необходимых управляющих воздействий;
- сформировать логику использования выбранных управляющих воздействий, обеспечивающую наибольшую эффективность их использования.

Устройство АОПО не должно завершать формирование управляющих воздействий до полного снятия перегрузки, то есть, действуя итерационно до полного снятия перегрузки. Достаточность использованных управляющих воздействий должна определяться по значению тока, протекающего по проводам контролируемого объекта.

Температуру провода нельзя использовать в качестве параметра, характеризующего ликвидацию перегрузки, поскольку она является инерционным параметром. После ограничения тока в контролируемом объекте на допустимом уровне опасность возникновения аварии ликвидируется.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование устройств АОПО позволяет в автоматическом режиме ликвидировать термическую перегрузку защищаемой линии, ее последующее отключение и возможное каскадное развитие аварии. Применение тепловой модели защищаемой линии позволяет более полно использовать перегрузочную способность линии, но не позволяет оценить результат управляющего воздействия, так как температура является инерционным параметром. Контроль температуры защищаемой линии не может дать информации о направлении протекания тока перегрузки, что не позволяет выбрать правильного управляющего воздействия. Совместное использование тепловой модели и контроля величины тока протекающего по линии позволяет исключить данные недостатки.

Решение задач повышения надежности электроснабжения, в том числе за счет ликвидации перегрузки линий, не должно возлагаться только на противоаварийную автоматику. Первоочередными мерами должны оставаться совершен-

ствование проектирования электроэнергетических систем и обеспечение корректного диспетчерского управления участком сети, в который входит объект, контролируемый АОПО.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] СТО 59012820.29.240.001-2011 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования».

[2] Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1973. – 415 с.: ил.

[3] Защита от перегрузки по току проводов воздушных линий электропередачи. / Петрова Т.Е., Фигурнов Е.П. – Электричество. – 1991. - №8

[4] Определение допустимых токов нагрузки воздушных линий электропередачи. / Бургсдорф В.В., Никитина Л.Г. – Электричество. – 1989. - №11

[5] Анализ эффективности алгоритма работы автоматики ограничения перегрузки линий. / Хостанцев А.В., Шмелькин А.Г. и др. – Релейная защита и автоматизация. – 2013. - №2(11)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Глазырин Владимир Евлампиевич – ЗАО «ИАЭС», к.т.н., доцент, тел.: (383) 346-13-73 , e-mail: glazirin.ve@power.nstu.ru

Яворский Виталий Павлович – аспирант НГТУ, тел.: +79137972771 e-mail: yavorskyvitaly@gmail.com

О ВЫБОРЕ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ПРОВЕРКИ ДИСТАНЦИОННОГО АЛАР

Глазырин В.Е. (ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»)
Танфильев О.В. (Новосибирский государственный технический университет)

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время получили широкое распространение микропроцессорные устройства автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР), использующие дистанционный принцип. Проверка правильности функционирования таких устройств требует особого подхода, поскольку параметр, контролируемый устройством непосредственно на его входы не поступают. Алгоритмы таких устройств осуществляют оценку на каждом шаге дискретизации положения вектора сопротивления $\dot{\mathbf{Z}}_\mathbf{p}$ относительно зон действия измерительных органов, которыми являются: орган направления мощности, грубый дистанционный орган и чувствительный дистанционный орган. Выявление асинхронного режима осуществляется путем анализа очередности прохождения вектора $\dot{\mathbf{Z}}_\mathbf{p}$ через области на комплексной плоскости сопротивления, на которые ее разделяют границы зон действия измерительных органов. Для более полной характеристики переходного процесса и повышения эффективности распознавания асинхронного режима, синхронных качаний и коротких замыканий в алгоритм вводится проверка длительности нахождения конца вектора $\dot{\mathbf{Z}}_\mathbf{p}$ в каждой из зон. Таким образом, характер режима – асинхронный ход, синхронные качания или короткое замыкание, устанавливается на основании анализа *положения вектора* сопротивления, *длительности пребывания* и *очерёдности прохождения* им различных зон действия измерительных органов. В связи с этим традиционный подход, заключающийся в проверке параметров срабатывания отдельных измерительных органов, для устройств данного типа неприменим, поскольку не позволяет учесть логику совместной работы измерительных органов.

Проверка правильности работы устройств АЛАР при первом включении (наладке), как правило, осуществляется имитацией аварийных режимов с использованием испытательного устройства РЕТОМ-61(51) и программы «RL-модель энергосистем». В процессе испытаний осуществляется проверка работы устройства в следующих режимах:

- проверка срабатывания АЛАР при асинхронном ходе с расположением электрического центра качаний (ЭЦК) на контролируемой линии;
- проверка правильности формирования дискретных сигналов «ускорение» и «торможение» системы при асинхронном ходе с ЭЦК на контролируемой линии;
- проверка правильности работы АЛАР при ЭЦК в месте установки устройства;
- проверка несрабатывания АЛАР при асинхронном ходе с ЭЦК на смежном участке;
- проверка несрабатывания АЛАР в режиме синхронных качаний;
- проверка несрабатывания АЛАР при трёхфазных коротких замыканиях.

При проведении проверок наибольшую сложность представляет собой задача определения параметров модели энергосистемы, при использовании которых обеспечивается достоверность выполненных проверок. Для этого на основе заданных параметров срабатывания устройства должны быть выбраны такие параметры модели системы, устанавливаемые в моделирующей программе "РЕТОМ", чтобы получить изменение параметров режима при моделировании наиболее наглядно отражающие поведение АЛАР в различных режимах работы.

В связи с изложенным, несомненна актуальность задачи автоматизация процесса определения параметров модели и разработки программных средств для выбора режимов, позволяющих выполнить проверку поведения АЛАР при прохождении годографа вектора $\dot{\mathbf{Z}}_\mathbf{p}$ вблизи границ зон действия измерительных органов. Это позволяет осуществить проверку поведения АЛАР при внутренних и внешних асинхронных ходах, при которых годографы сопротивлений замера, представленных в комплексной плоскости, проходят вблизи характеристик срабатывания измерительных органов, входящих в состав АЛАР.

2. РАЗРАБОТКА СРЕДСТВ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПРОВЕРКИ ДИСТАНЦИОННОГО АЛАР С ИМИТАЦИЕЙ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

2.1. Требования к системе автоматической проверки

Как известно [1,2], проверка работы устройства АЛАР должна осуществляться в режимах, которые наиболее близки к выявленным при анализе устойчивости рассматриваемой электроэнергетической системы и приняты за расчетные при выборе уставок. В связи с этим, система автоматической проверки микропроцессорного устройства АЛАР, работающего на дистанционном принципе, должна учитывать рекомендации по выбору параметров настройки устройства.

Рассмотрим подходы к формированию тестовых режимов для проверки АЛАР, разработанной и выпускаемой ЗАО "ИАЭС", использующей два дистанционных органа (чувствительный и грубый), имеющие трапецеидальные

характеристики срабатывания и общие основания трапеций (см. рис. 1), а также орган направления мощности, линейная характеристика которого коллинеарна с общей высотой трапеций дистанционных органов.

Система автоматической проверки АЛАР должна осуществлять проверку функционирования устройства АЛАР по заданным параметрам настройки (уставкам) органов выявления асинхронного хода в следующих режимах:

1. Внешний асинхронный ход, с прохождением траектории вектора сопротивления на комплексной плоскости вблизи верхнего основания характеристики срабатывания с заданной точностью (рис.1), не заходя в зоны действия дистанционных органов.
2. Внешний асинхронный ход, с прохождением траектории вектора сопротивления на комплексной плоскости вблизи нижнего основания характеристики срабатывания с заданной точностью, не заходя в зоны действия дистанционных органов.
3. Внутренний асинхронный ход, с прохождением траектории вектора сопротивления на комплексной плоскости вблизи верхнего и нижнего основания трапеции характеристики срабатывания с заданной точностью при «ускорении» и «торможении» системы (рис.1), проходя через зоны действия дистанционных органов.
4. Синхронные качания, при которых конец вектора сопротивления периодически оказывается в зоне чувствительного органа сопротивления.
5. Глубокие синхронные качания, при которых конец вектора сопротивления периодически оказывается и в зоне чувствительного органа сопротивления, и в зоне грубого органа сопротивления, не пересекая при этом характеристику срабатывания органа направления мощности.
6. Короткие замыкания, сопровождающиеся скачкообразным переходом вектора сопротивления из области нормальных режимов в зоны действия дистанционных органов.

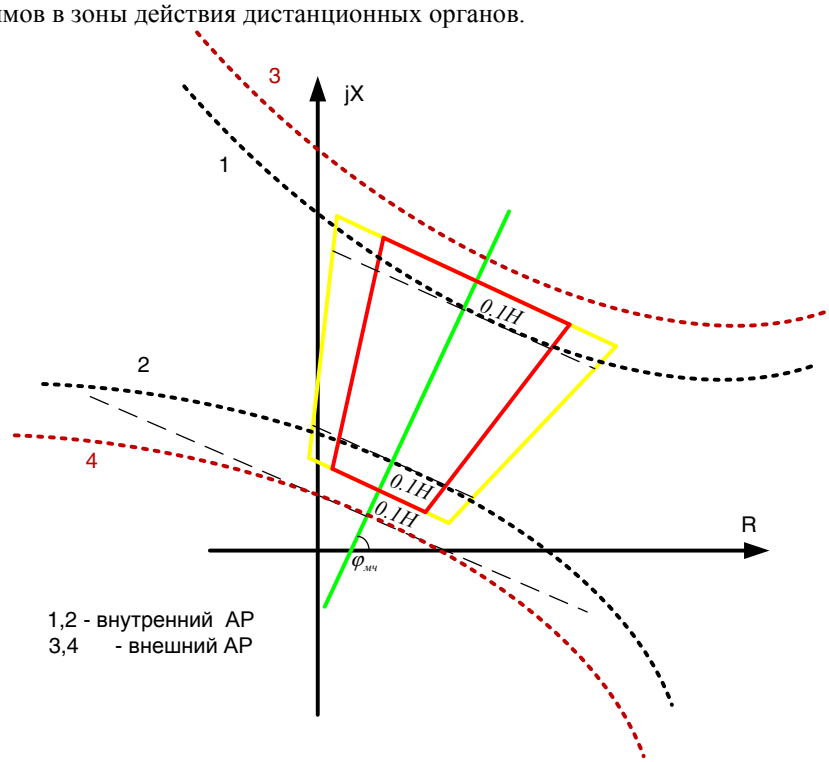


Рис. 1: Характеристики срабатывания измерительных органов МП-АЛАР. Годографы вектора сопротивления для расчетных режимов внешнего и внутреннего АР

При расчетах параметров модели энергосистемы для имитации асинхронного хода необходимо также предусмотреть следующее:

1. Возможность согласования основного устройства АЛАР, работающего на дистанционном принципе, с резервным токовым устройством АЛАР. То есть ввести дополнительные ограничения по максимальному и минимальному току АР для обеспечения условий одновременного срабатывания и токового органа выявления асинхронного режима, и дистанционного.
2. Возможность ввести дополнительные ограничения по максимальному току асинхронного режима по условию ограничения максимального выдаваемого тока испытательной установкой "РЕТОМ 61(51)".
3. Возможность ввести дополнительные ограничения по току и напряжению доаварийного режима для получения годографа вектора сопротивления при внутреннем и внешнем АР с заданным радиусом кривизны.

Практически все современные устройства АЛАР обеспечивают корректную работу устройства при возникновении асинхронного режима в электроэнергетической системе при ее работе в неполнофазном режиме или в условиях глубокой несимметрии нагрузки. Поэтому должна быть предусмотрена возможность автоматической проверки устройства в неполнофазных режимах:

1. Асинхронный ход в неполнофазном режиме при расположении ЭЦК на контролируемом участке.

2. Асинхронный ход в неполнофазном режиме при расположении ЭЦК вне контролируемого участка.

2.2. Принципы моделирования граничных режимов

Рассмотрим особенности моделирования внешнего асинхронного хода, с прохождением годографа вектора сопротивления на комплексной плоскости выше верхнего основания характеристики срабатывания с заданным отклонением ε, которое может быть принято, например, 10 %. Для этого воспользуемся первым типом модели энергосистемы (рис. 2) программы «RL модель энергосистемы» испытательного комплекса РЕТОМ 61(51).

Для удобства расчетов могут быть приняты следующие допущения:

1. сопротивление линии $\dot{Z}_Л$ равно нулю;
2. аргументы векторов сопротивлений систем $\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{c1}}$ и $\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{c2}}$ равны.

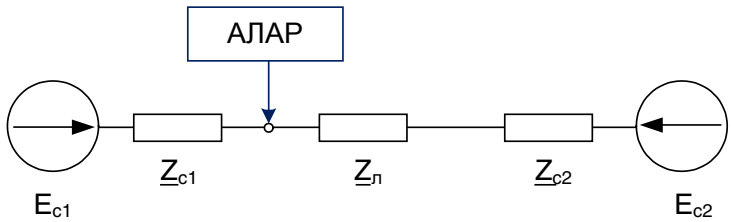


Рис. 2: Расчетная модель энергосистемы

Для используемой модели зависимость измеряемого сопротивления $\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{p}}$ устройством АЛАР от взаимного угла может быть представлена следующим выражением:

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{p}}(\delta) = \dot{\mathbf{Z}}_{\Sigma} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\dot{\mathbf{E}}_{\mathbf{II}}}{\dot{\mathbf{E}}_{\mathbf{I}}}} - \dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{c1}}, \qquad (1)$$

где $\dot{\mathbf{Z}}_{\Sigma}$ – суммарное сопротивление системы, $\mathbf{Z}_{\Sigma} = \mathbf{Z}_{\mathbf{c1}} + \mathbf{Z}_{\mathbf{c2}}$;

$\dot{\mathbf{E}}_{\mathbf{I}}$ и $\dot{\mathbf{E}}_{\mathbf{II}}$ – ЭДС первой и второй систем, соответственно.

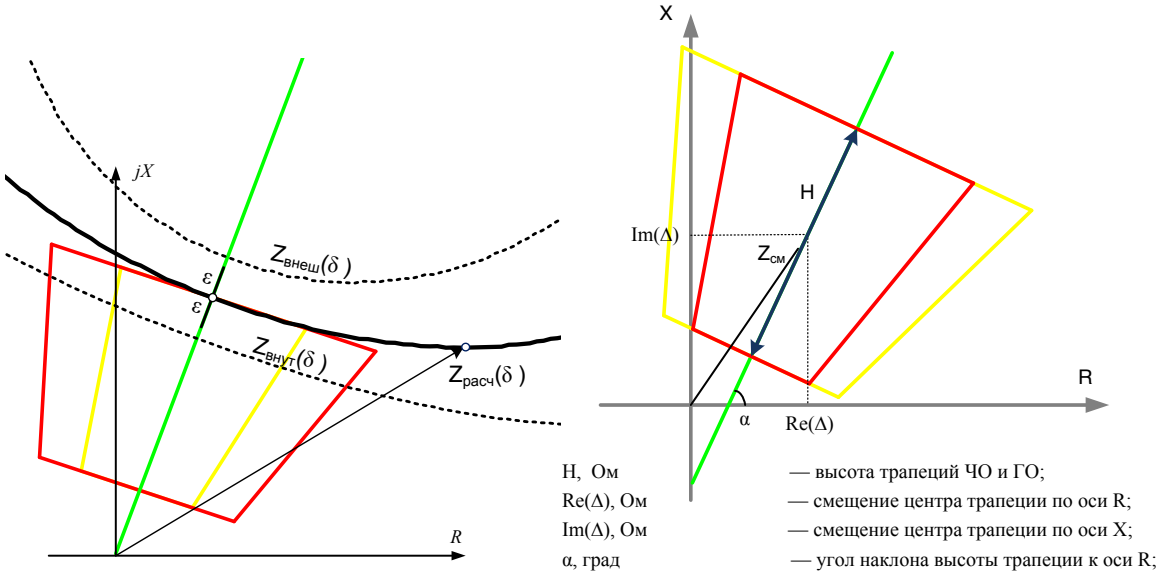


Рис. 3: Зависимости измеряемого сопротивления при внешнем и внутреннем АР с заданным отклонением ε. Характеристики срабатывания измерительных органов АЛАР.

Назовем *расчетным* такой асинхронный режим, при котором годограф вектора сопротивления $Z_{расч}(\delta)$ проходит через верхнее основание характеристики срабатывания таким образом, что минимальное сопротивление замера совпадает с точкой пересечения ОНМ и верхнего основания трапеции (**Рис. 3**). Тогда зависимости измеряемого сопротивления при внешнем и внутреннем АР с заданным отклонением ε могут быть определены по следующим выражениям:

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{внеш}}(\delta) = (1+\varepsilon)\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{расч}}(\delta), \qquad (2)$$

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\text{внут}}(\delta) = (1-\varepsilon)\dot{\mathbf{Z}}_{\text{расч}}(\delta). \qquad (3)$$

Поскольку годограф расчетного АР проходит через верхнее основание характеристики срабатывания, значение сопротивления $Z_{расч}$ при взаимном угле между ЭДС δ =180 можно определить по известным величинам – по высоте трапеции (Н) и смещению центра характеристики срабатывания относительно начала координат ($\dot{\mathbf{Z}}_{\text{см}}$)(**Рис. 3**):

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\text{расч}}(180) = \dot{\mathbf{Z}}_{\text{см}} + \frac{\dot{\mathbf{H}}}{2}, \qquad (4)$$

Величина суммарного сопротивления системы $\dot{\mathbf{Z}}_{\Sigma}$ может быть определена из ограничений по максимальному и минимальному току АР. При этом суммарное сопротивление системы $\dot{\mathbf{Z}}_{\Sigma}$ должно быть принято больше по модулю, чем величина расчетного сопротивления по выражению (4).

Принятые ранее допущения позволяют рассчитать параметры модели для внешнего и внутреннего асинхронного хода, с прохождением годографа вектора сопротивления на комплексной плоскости вблизи верхнего основания характеристики срабатывания с заданным отклонением по выражениям (2) и (3), с учетом подстановки (4). Аналогично могут быть получены выражения для моделирования внешнего и внутреннего АР, с прохождением траектории вектора сопротивления на комплексной плоскости вблизи нижнего основания характеристики срабатывания с заданной точностью.

При моделировании внутреннего асинхронного хода, зачастую требуется задавать параметры модели энергосистемы таким образом, чтобы проверить корректность определения сигналов «ускорение» и «торможение» системы. Направление вращения вектора сопротивления может быть изменено на противоположное. Для этого необходимо выбрать такой угол нагрузки, чтобы получить вектор, сопряженный вектору отношения ЭДС систем($\dot{k}^*$):

$$\dot{k} = \frac{\dot{E}_1}{\dot{E}_2} = \frac{\dot{Z}_p + \dot{Z}_{c1}}{\dot{Z}_p - \dot{Z}_{c2}}, \qquad (5)$$

где Z_p – сопротивление замера предаварийного режима.

Полученные выражения применены для комплексной проверки МП-АЛАР разработки ЗАО «ИАЭС». Пример отчета по подготовке данных к комплексной проверке АЛАР представлен в таблице 1. При определении параметров модели энергосистемы для проверки функционирования АЛАР с учётом указанных выше ограничений (по согласованию с резервным АЛАР, по радиусу кривизны годографа и др.) может потребоваться привлечение оптимизационных методов.

Таблица1 – Пример результата расчета параметров энергосистемы к комплексной проверке АЛАР

пункт	Параметры режима											Файл
	Период, с	Длит-ть, с	Up, В	Ip, А	φp, град	Zs, Ом	Zl, Ом	Zq, Ом	Разм E1 и E2, град	$\tau_{вход\ в\ кач}$, с	$\tau_{оконч.\ кач}$, с	
Внутренний АР												
1	1	8	58	0,1	85	2.52 φ.90	0 φ.90	297.47 φ.90	-	-	-	п_1.model
2	1	8	58	0,1	95	2.52 φ.90	0 φ.90	297.47 φ.90	-	-	-	п_2.model
3	1	8	58	0,1	275	140.34 φ.90	0 φ.90	159.65 φ.90	-	-	-	п_3.model
4	1	8	58	0,1	265	140.34 φ.90	0 φ.90	159.65 φ.90	-	-	-	п_4.model
Внешний АР												
5	1	8	58	0,1	85	49.88 φ.90	0 φ.90	250.11 φ.90	-	-	-	п_5.model
6	1	8	58	0,1	95	49.88 φ.90	0 φ.90	250.11 φ.90	-	-	-	п_6.model
7	1	8	58	0,1	275	143.15 φ.90	0 φ.90	156.84 φ.90	-	-	-	п_7.model
8	1	8	58	0,1	265	143.15 φ.90	0 φ.90	156.84 φ.90	-	-	-	п_8.model

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время, в ЗАО «ИАЭС» разработана программа для комплексной проверки устройств АЛАР в различных режимах, позволяющая получать в качестве результатов не только параметры RL модели энергосистемы, но и осциллограммы в формате COMTRADE.

Адекватность получаемых результатов проверена на различных уставках с использованием испытательного устройства РЕТОМ-61.

Разработанные средства формирования заданий для проведения комплексных проверок АЛАР при выполнении пусконаладочных работ широко используются ЗАО "ИАЭС" в работах на энергообъектах.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима. М.: Энергоатомиздат, 1988. –112 с.

[2] Беркович, М. А. Основы автоматики энергосистем / М. А. Беркович, А. Н. Комаров, В. А. Семенов. – М. : Энергоиздат, 1981. – 432 с.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Глазырин Владимир Евлампиевич – заведующий отделом ТАЭС ЗАО «ИАЭС», к.т.н., доцент, тел. (383) 363-0265, e-mail: glazirin.ve@power.nstu.ru

Танфильев Олег Вадимович – старший преподаватель кафедры электрических станций Новосибирского государственного технического университета, тел. (383) 346-13-73, e-mail: tanfiliev@ngs.ru

СТРУКТУРА АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ САОН. НАЗНАЧЕНИЕ, ВАРИАНТЫ ОРГАНИЗАЦИИ

Данилов М.В., Петров А.Э., Чумаков В.А.
ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»

1. ВВЕДЕНИЕ

Современные технологии управления режимами энергосистем должны повышать качество предоставляемых услуг конечному потребителю и обеспечивать разумное использование энергоресурсов и оборудования. В противоаварийном управлении актуальной задачей является минимизация управляющих воздействий с целью снижения излишнего отключения нагрузки и генераторов. Для решения такой задачи в части воздействий на нагрузку потребителей предлагается создание адаптивных систем специальной автоматики отключения нагрузки (АС САОН) на примере проектов, предусмотренных к реализации в Алтайской, Новосибирской и Норильско-Таймырской энергосистемах.

Существующие системы САОН, эксплуатируемые в энергосистемах, имеют жесткое распределение отключаемых потребителей по ступеням САОН. Это приводит к тому, что при суточном и сезонном изменении мощности нагрузки различных потребителей меняется реальный объем ступени САОН. В некоторых случаях объем одной и той же ступени САОН измеренной в различное время года и суток может отличаться в несколько раз. При этом за расчетный объем ступени САОН, который учитывается при выборе параметров срабатывания устройств ПА, как правило, принимается минимальное возможное значение каждой ступени САОН. Как следствие, в большинстве случаев срабатывание устройств ПА с действием на отключение нагрузки приводит к отключению нагрузки в большем, чем требуется в данных схемно-режимных условиях, объеме.

Предлагаемые к реализации адаптивные системы (АС) САОН, обеспечивают дозированное (в соответствия с заданным объемом воздействия) отключение нагрузки. При этом исключаются излишние объемы отключения нагрузки и минимизируется ущерб, наносимый потребителю при действии устройств ПА. Данные АС САОН были запроектированы в ПредТЭО реконструкции устройств ПА по операционным зонам Новосибирского и Алтайского РДУ. Кроме того, подобная АС САОН запроектирована, скомплектована и в настоящее время поставлена в Норильскую энергосистему для дальнейшего монтажа и наладки.

2. ВАРИАНТЫ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ

В общем случае, АС САОН целесообразно применять в энергосистемах, в которых под САОН заведены разнородные потребители, имеющие переменные графики нагрузок в разрезе суток, недели месяца, года.

Задачей данной системы является подбор в реальном времени из имеющегося множества нагрузки, заведенной под отключение, ступеней в соответствии с заданными объемами воздействия, что позволяет исключить излишние отключение нагрузки (ОН), чем минимизируется ущерб наносимый потребителю при действии устройств ПА. Задача выполняется путем автоматического контроля текущей мощности нагрузки, которую можно отключить средствами САОН, и учета данной информации в интеллектуальных алгоритмах выбора мест воздействия.

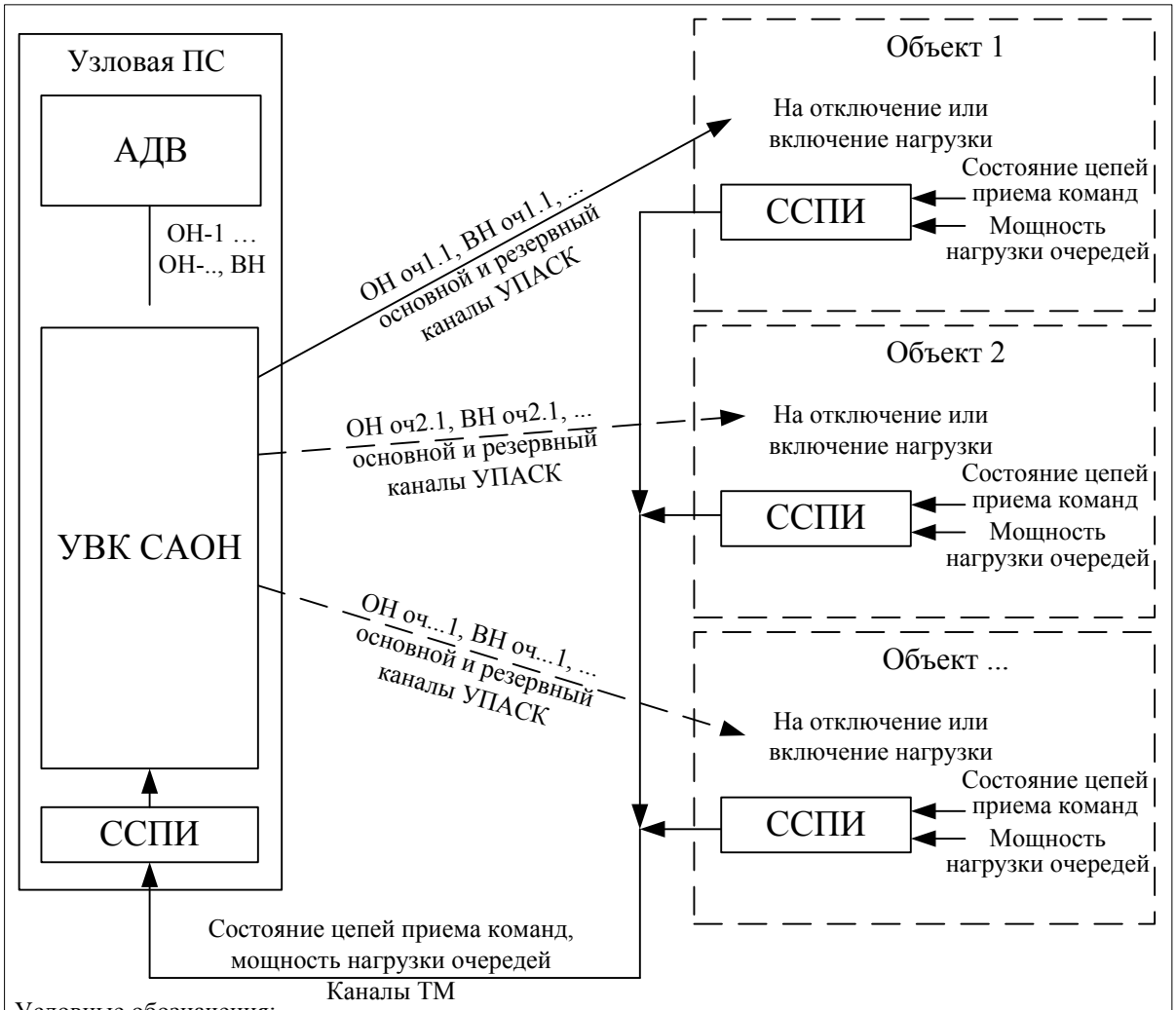
Система имеет иерархическую структуру. Верхним уровнем системы является головное устройство САОН, нижним уровнем – исполнительные устройства САОН (ИУ САОН) на объектах. В зависимости от состояния объекта управления, каналов передачи информации и команд управления, предлагаются два основных подхода к реализации системы: централизованный – с передачей непосредственно команд управления на ОН с верхнего уровня, и координирующий – с передачей на нижний уровень текущей настройки. Основная задача верхнего уровня САОН: по информации, полученной с нижнего уровня, выполнить подбор очередей САОН под заданные объемы ступеней ОН. При подборе выполняется оптимизация искомого решения в соответствии с заданной целевой функцией (по мощности, по цене, по приоритетам и т.п.). На нижнем уровне контролируется мощности фидеров, заведенных под отключение, и реализуются ступени САОН (при поступлении команды) в соответствии с результатами подбора на верхнем уровне.

Первый из рассматриваемых вариантов (вариант 1, см. рис. 1.) обеспечивает принцип прямого централизованного действия. Действие на коммутацию всех очередей САОН предусматривается из одного места (центра). Команды на отключение предварительно заданных объемов нагрузки ступенями ОН, а также команды ВН формируются пуско-дозирующим устройством ПА и передаются в управляющий вычислительный комплекс САОН (УВК САОН), являющимся верхним уровнем системы. Размещение УВК САОН целесообразно выполнять в месте, где технически проще организовать необходимые каналы от УВК САОН до объектов реализации отключения нагрузки. УВК САОН формирует индивидуальные команды на отключение и включение нагрузки конкретной очереди САОН на конкретном объекте. Т.е. на выходе УВК САОН формируется столько команд, сколько предусматривается мест (очередей) реализации отключения нагрузки и ее обратного включения. Данные команды должны передаваться от УВК САОН до объектов реализации данных команд по резервированным каналам ПА. Алгоритм подбора очередей САОН под ступени ОН и действие на ВН реализуется в УВК САОН. Для его функционирования с объектов реализации ОН предусматривается передача в УВК САОН информации о текущей мощности нагрузки очередей САОН, а так же состояние оборудования и схемы приема команд (исправно/неисправно). Передача информации в УВК САОН предусматривается посредством специальных средств ССПИ. Для чего на каждом объекте САОН необходима установка

устройств телемеханики и измерительных преобразователей (ИП) для измерения текущей мощности каждого присоединения заведенного под САОН, а также организация каналов телемеханики до УВК САОН.

При срабатывании пуско-дозирующего устройства ПА команда на отключение нагрузки необходимой ступени поступает на вход УВК САОН, который одновременно запускает необходимые команды на отключение очередей САОН на определенных в результате подбора объектах. При получении команды на включение нагрузки (ВН) УВК САОН одновременно запускает необходимые команды, обеспечивающие включение нагрузки определенных очередей САОН из ранее отключенных.

Такой вариант организации АС САОН реализуется в Норильской энергосистеме, где предусматривается установка УВК САОН на ПС 220 кВ Приемная.



Условные обозначения:

АДВ – устройство автоматической дозировки управляющих воздействий;

УВК САОН - управляющий вычислительный комплекс специальной автоматики отключения нагрузки;

ССПИ – элементы системы сбора и передачи информации, устройства телемеханики.

Рис. 1. Структурная схема АС САОН по варианту 1.

Второй вариант организации АС САОН (вариант 2, см. рис. 2.) предполагает создание распределенной системы управления с централизованной координацией. По данному варианту организации САОН команды на отключение нагрузки ступенями ОН, а также команда ВН формируются пуско-дозирующим устройством ПА и передаются на все объекты САОН по резервированным каналам передачи аварийных сигналов и команд, аналогично принципам существующих схем САОН. На каждом объекте САОН команды ОН и ВН вводятся в исполнительное устройство САОН (ИУ САОН). В каждом ИУ САОН организуется ввод информации о текущей мощности нагрузки очередей САОН заведенных под отключение от данного ИУ САОН. Информация о мощности нагрузки, а также состояние устройства ИУ САОН (готовность к срабатыванию, текущая настройка и т.д.) передается на верхний уровень системы САОН в координирующее устройство САОН (КУ САОН), по специально организованным каналам межмашинного обмена информацией (ММОИ). В КУ САОН с учетом информации полученной от всех ИУ САОН реализуется алгоритм подбора очередей САОН под ступени ОН и действие на ВН. Результат подбора передается в каждое ИУ САОН по

каналам ММОИ. Таким образом, каждая очередь ИУ САОН автоматически настраивается на срабатывание от конкретной команды ОН и на срабатывание от команды ВН.

При потере связи между КУ САОН и одним или несколькими ИУ САОН (отказ канала ММОИ, неисправность КУ САОН, неисправность ИУ САОН):

- КУ САОН (при собственной исправности) не учитывает данные объекты в подборе;
- ИУ САОН (при собственной исправности) переходит в автономный режим работы с предварительно заданной настройкой.

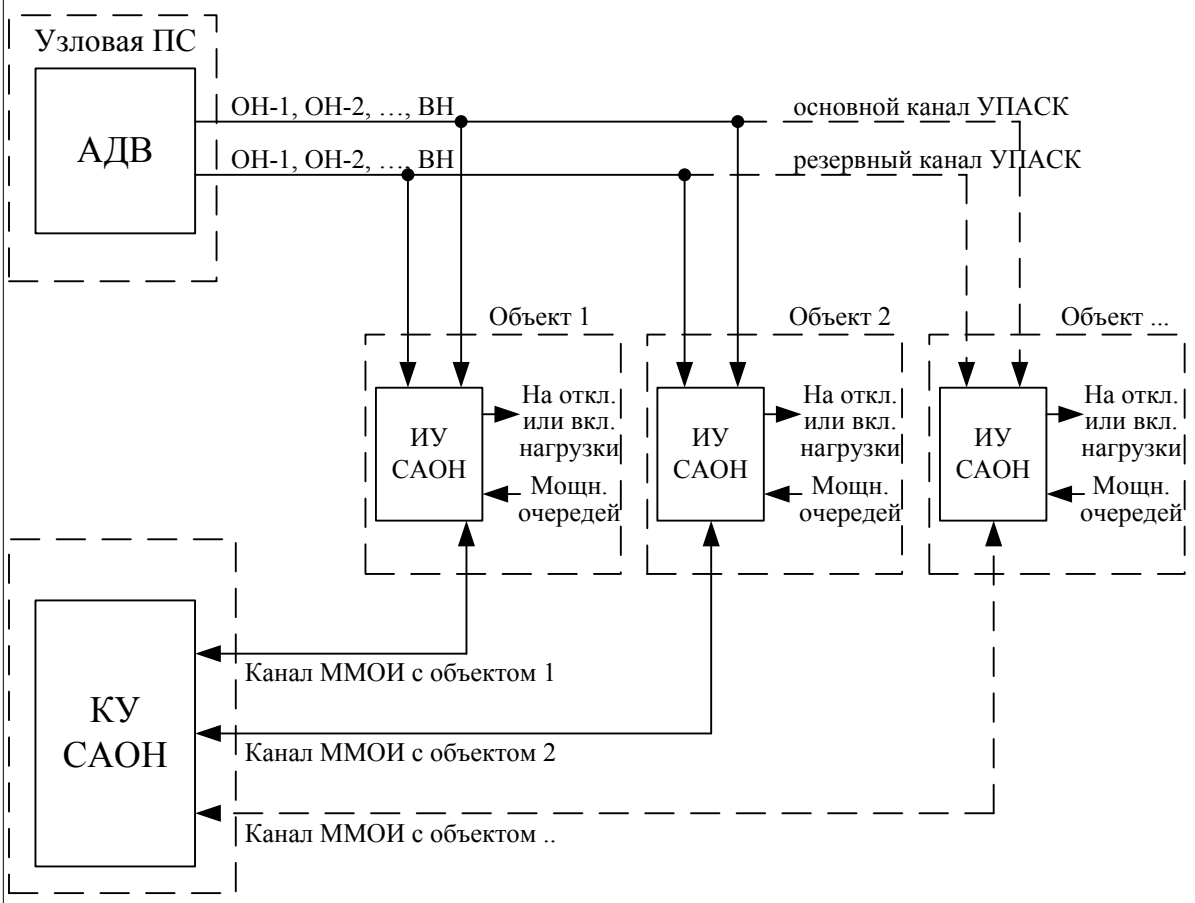
До ввода в работу КУ САОН и всех необходимых каналов ММОИ на объекты могут быть установлены ИУ САОН работающие в автономном режиме и, таким образом, реализующие принципы существующей схемы САОН.

Координирующее устройство САОН не привязывается к конкретному электросетевому объекту, т.к. решает только расчетную алгоритмическую задачу на основе собранной информации с объектов энергосистемы. Размещение оборудования КУ САОН целесообразно выполнять в месте, где технически проще организовать каналы межмашинного обмена информацией (ММОИ) от КУ САОН до ИУ САОН на объектах.

В качестве каналов передачи команд ОН по данному варианту организации САОН может быть использованы любое специализированное канальное оборудование, реализующее передачу команд, как по ВЧ-каналам, так и по каналам ВОЛС.

Для данного варианта организации АС САОН также следует отметить относительную простоту расширения системы САОН. Для включения нового объекта в систему САОН необходимо только обеспечить резервированную передачу до данного объекта команд ОН от ближайших ПС, куда заходят каналы САОН, и организовать канал межмашинного обмена между ИУ САОН данного объекта и КУ САОН. Реконструкция действующих каналов САОН (добавление новых команд и т.п.) в данном случае не требуется.

Вариант 2 организации АС САОН реализуется в Алтайской и Новосибирской энергосистемах.



Условные обозначения:
АДВ – устройство автоматической дозировки управляющих воздействий;
КУ САОН – координирующее устройство специальной автоматики отключения нагрузки;
ИУ САОН – исполнительное устройство специальной автоматики отключения нагрузки;
ММОИ - межмашинный обмен информацией.

Рис. 2. Структурная схема АС САОН по варианту 2.

3. ПРОГРАМНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМЫ

В процессе работ по разработке адаптивных систем САОН на базе выпускаемого ЗАО «ИАЭС» оборудования КПА-М разработаны следующие устройства:

1) Управляющий вычислительный комплекс (УВК) САОН, который выполняет полный комплекс функций АС САОН.

2) Координирующее устройство (КУ) САОН, которое выполняет функции расчета и подбора очередей САОН под ступени САОН.

3) Исполнительное устройство (ИУ) САОН, которое выполняет прием команд ступеней САОН и реализацию отключения очередей по полученной от КУ САОН настройке.

Каждое устройство содержит необходимые технические компоненты и специализированное программное обеспечение, обеспечивающее выполнение технологического алгоритма.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье представлено описание возможных вариантов построения адаптивной системы САОН, обеспечивающей «интеллектуальное» отключение нагрузки по командам ПА. В основу положено применение современных микропроцессорных устройств и технологий обмена и передачи информации. Варианты отличаются функциональностью необходимого оборудования на разных уровнях системной иерархии, требованиями к каналам передачи информации ПА и др. По своим целевым задачам и функционалу предлагаемые к реализации адаптивные системы (АС) САОН можно отнести к элементам технологии «Smart Grid».

Представленные адаптивные системы САОН в настоящее время внедряются в Новосибирской, Алтайской и Норильской энергосистемах.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Данилов Максим Владимирович – заведующий отделом исследования свойств ЭЭС и проектирования ПА ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-0265, e-mail: mvd@iaes.ru

Петров Алексей Эдуардович – заместитель генерального директора ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-0265, e-mail: alexey@iaes.ru

Чумаков Вадим Анатольевич – ведущий инженер сектора ПО ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-0265, e-mail: chva@iaes.ru

ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ОТКАЗОУСТОЙЧИВОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Федосов А.Н., Петрушков М.В., Ташлыков Д.С., Чумаков В.А.
ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время ведется реконструкция и замена оборудования на объектах ОЭС Сибири таких как Саяно-Шушенская ГЭС, Харанорская ГРЭС, а также завершающий этап строительства Богучанской ГЭС. На данных объектах ЗАО «ИАЭС» выполнило полный объем работ от проектирования до внедрения оборудования противоаварийной автоматики.

Одним из основных видов управляющих воздействий (УВ) для реализации противоаварийного управления является отключение генераторов и отключение нагрузки (ОГ, ОН). В связи с этим возникла необходимость разработки алгоритма выбора очередности отключаемой генерации и нагрузки, который с одной стороны являлся бы унифицированным, а с другой стороны учитывал особенности конкретного объекта. Учет технических особенностей объекта позволяет выполнить алгоритм реализации УВ более гибким, минимизировать количество ручных операций и снизить влияние «человеческого фактора». Оптимальное решение данной задачи зависит от ряда факторов, как например схема распределительного устройства объекта, схема выдачи мощности станции, участие объекта в реализации внешних управляющих воздействий.

Суть алгоритма заключается в автоматизации процесса определения приоритетных генераторов для использования их в качестве УВ. Критериями приоритетности являются: исходно заданная очередность, загрузка генератора выше определенной величины (по умолчанию средней), максимальная мощность гидрогенератора (ГГ), топология сети объекта. В процессе разработки достигнут результат, позволяющий адаптировать алгоритм под особенности практически любого объекта за счет настройки критериев приоритетности (совокупности нескольких критериев). Для полноценного функционирования алгоритм учитывает состояние, режим работы генератора, отсутствие запрета на отключения данного генератора.

Как показала практика, разработанный унифицированный алгоритм выбора очередности отключения генераторов также подходит для реализации выбора очередности отключения нагрузки.

Далее рассмотрим конкретные примеры реализации.

2. САЯНО-ШУШЕНСКАЯ ГЭС (СШГЭС)

После аварии выдача мощности станции ведется восстановленными гидрогенераторами с номиналом 640 МВт. Практически завершен процесс перевода присоединений из ОРУ-500 кВ в КРУЭ-500 кВ, а также установлен комплекс ЛАПНУ, позволяющий увеличить выдачу мощности станции до 5200 МВт (для справки: до аварии МДП схемы выдачи мощности СШГЭС была 4500 МВт).

Учитывая, что ГЭС находится в центральной части ОЭС Сибири где достаточно развита генерация, и кроме того гидрогенераторы (ГГ) на СШГЭС будут участвовать в управлении от смежных комплексов, проектные решения в части реализации автоматики на данном объекте традиционные. Особенностью объекта в части реализации команд ОГ является то, что выбираемая очередность отключения генераторов используется под нужды управления не только ЛАПНУ, но и АОПЧ, а также АОПО.

Традиционно для целей подбора очередности ОГ выделялись конкретные генераторы, для которых обеспечивался заданный уровень нагрузки в 580 МВт. За этим следует, что ведение их режима будет осуществляться практически вручную. В качестве альтернативного варианта предложена автоматизация процесса подключения генераторов к ступеням ОГ в устройстве локальной противоаварийной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ). Предусмотрен специальный алгоритм выбора отключения исходя из максимальной загрузки генераторов. То есть высший приоритет на отключение генератора не постоянен и зависит от текущей загрузки по активной мощности каждого генератора. Чем больше активная мощность, тем выше приоритет. Исключением является только генераторы на которые введен запрет на отключение от ЛАПНУ оперативным персоналом станции через автоматизированное рабочее место (АРМ). После автоматического распределения приоритетов производится формирование очередности отключения в соответствии с требованием ГОСТ Р 55105-2012 Противоаварийная автоматика пункт 4.4.1.3 соответственно УВ, состоящих из нескольких ступеней, ступени с большим объёмом УВ должны включать в себя ступени с меньшим объёмом УВ. Для реализации данного алгоритма в ЛАПНУ Саяно-Шушенской ГЭС введена доаварийная информация о состоянии и загрузке всех генераторов по активной мощности.

В настоящее время планируются работы, которые позволят выполнить автоматическое определение количества отключаемых генераторов станции по фактической их загрузке. При этом возможно будет учесть ограничения, возникающие при формировании групп участвующих во вторичном регулировании под управлением ГРАМ, а также автоматизировать присвоение приоритетности отключаемых генераторов в зависимости текущей схемы сети, от вида и места повреждения, что особенно актуально при сохранении динамической устойчивости в ремонтных режимах.

Безусловно, подобные подходы требуют отдельной проработки в части дополнительных обосновывающих расчетов, процесса доработки алгоритмов, проведения заводских испытаний и согласования с Системным оператором.

3. БОГУЧАНСКАЯ ГЭС (БОГЭС)

При выходе на номинальный напор данная станция будет работать 9 гидроагрегатами, номинальной мощностью по 330 МВт каждый. Данную станцию из-за особенностей ее географического положения не планируется привлекать к реализации внешних управляющих воздействий (УВ), что снимает необходимость ведения режимов генераторов по активной мощности в заданных пределах. Кроме того, предполагался достаточно длительный период работы станции на неплановых напорах, что делает нестабильной зону кавитации, а также группового регулирования активной мощности. Также в зависимости от поступающего пускового органа производится выбор группы генераторов для отключения из КРУЭ 500кВ или КРУЭ 220кВ. Исходя из вышесказанного, были выдвинуты основные требования к разработке алгоритма очередности отключения генераторов. За основной показатель взята средняя загрузка генераторов станции, которая вычисляется по формуле:

$$P_{ср} = \frac{\sum P_{Г_i}}{n_Г} \quad (1)$$

где $P_{ср}$ - средняя загрузка всех генераторов в работе, $P_{Г_i}$ - текущая загрузка генератора, $n_Г$ - количество генераторов в работе. В очередь отключения берутся только те генераторы, которые включены, не работают в режиме синхронного компенсатора (СК) и не выведены из очереди персоналом станции. Очередь сортируется таким образом, что генераторы, имеющие мощность больше средней переносятся в начало очереди, остальные - в конец.

$$P_{тек.ген} > P_{ср}, \quad P_{тек.ген} < P_{ср} \quad (2)$$

В результате в первую очередь под отключение от противоаварийной автоматики попадут генераторы с мощностью средней и выше средней. Данные условия освобождают от необходимости ведения режима генераторов в соответствии с расчетной отключаемой мощностью и обеспечат точность реализации управляющих воздействий. Далее сформированная очередь разбивается по командам ОГ таким образом, что каждая последующая ступень будет отключать только один дополнительный генератор в соответствии с очередью, т.е. первая ступень - первый генератор, вторая ступень - первый и второй генератор и т.д.

$$\begin{aligned}
&ОГ1: Гi_k \\
&ОГ2: Гi_k + Гi_{k+1} \\
&ОГ3: Гi_k + Гi_{k+1} + Гi_{k+2} \\
&\ldots\ldots\ldots \\
&ОГn: Гi_k + Гi_{k+1} + Гi_{k+2} + \ldots + Гi_n
\end{aligned} \quad (3)$$

Итерация или цикл расчета алгоритма ведется производится по факту изменения информации входных параметров алгоритма: мощности или состояния генератора, работы в режиме синхронного компенсатора (СК), оперативного вывода генератора из очереди отключения.

Также предусмотрена возможность задания приоритета для каждого генератора, которая позволяет учесть такие параметры как схему сети, ресурс выключателя, состояние подпятника и прочие решения оперативно-эксплуатационного персонала.

4. ХАРАНОРСКАЯ ГРЭС (ХАРГРЭС)

Харанорская ГРЭС является самым мощным объектом генерации в восточной части Забайкальской энергосистемы. Малая мощность данного энергорайона и не развитое сетевое хозяйство выдвинули необходимость учета текущего значения отклонений нагрузок и генерации. В том числе возникло требование, учесть остаточное значение мощности собственных нужд после отключения генератора. Это позволило минимизировать объем отключаемой нагрузки при ликвидации недопустимых значений небаланса по активной мощности. Выбор управляющих воздействий при ликвидации небаланса производится в два этапа:

1) Определение необходимой мощности балансировки в зависимости от текущего состояния линий, генераторов и выбранной группы уставок;

2) Выбор конкретных нагрузок под отключение или управлений на вставку постоянного тока (ВПТ) ПС Могоча по значению мощности, необходимой для балансировки и доступности управлений.

Выбор ступени отключения нагрузки производится по принципу II-ДО на основании бланка уставок Забайкальского РДУ, исходя из принимаемых телесигналов и телеизмерений. Параллельно этому, специальный алгоритм подбора очередности отключения нагрузки распределяет управления по ступеням отключения нагрузки (ОН и управление ВПТ). Учитывая слабую связь между Забайкальской и Бурятской энергосистемами, и недопустимость значительных набросов мощности на данную электропередачу, данный алгоритм с одной стороны обеспечивает непревышение допустимого перетока по смежным сечениям, а с другой - наиболее точную балансировку с минимальным отключением потребителей. Рассмотрим этот алгоритм подробнее.

Входными данными алгоритма подбора очередности отключения нагрузки являются:

1. Замеры мощности блоков Харанорской ГРЭС;
2. Телесигналы, разрешающие или запрещающие воздействие на конкретный объект управления;
3. Величина мощности управляемых объектов;
4. Величина допустимого небаланса мощности на смежных сечениях;
5. Величина послеаварийной мощности собственных нужд.

Мощность каждой ступени ОН изначально рассчитывается по формуле:

$$P_{ув} = \sum_{i=1}^{n} P_{бл(i)} - P_{неб} \quad (4)$$

Где $P_{ув}$ - минимальное значение объема УВ на отключение нагрузки, $P_{бл(i)}$ - замер мощности блока, $P_{неб}$ - величина допустимого небаланса мощности на смежных сечениях.

В УВК АДВ Харанорской ГРЭС заложено шесть пусковых органов требующих отключения нагрузки. Первые три пусковых органов соответствуют одиночным отключениям блоков, а четвертый, пятый и шестой - отключениям сразу двух блоков. Так, например, мощность небаланса при работе пускового органа №4 будет равна:

$$\Delta P_{ув4} = P_{1бл} + P_{2бл} - P_{неб} \quad (5)$$

Так как замеры мощности блоков ГРЭС производятся на высокой стороне трансформаторов, также необходимо учесть отключение и перевод на другие источники питания собственных нужд при отключении блоков.

Рассмотрим такую ситуацию на примере отключения блока. Исходя из гарантированного наброса мощности на смежные сечения, необходимо учитывать уменьшение генерации в узле нагрузки при наличии остаточного значения собственных нужд (СН) отключившегося блока. При этом максимальный объем недостатка управления будет равен остаточной мощности СН блока. Поясняющая схема приведена на рисунке 1.

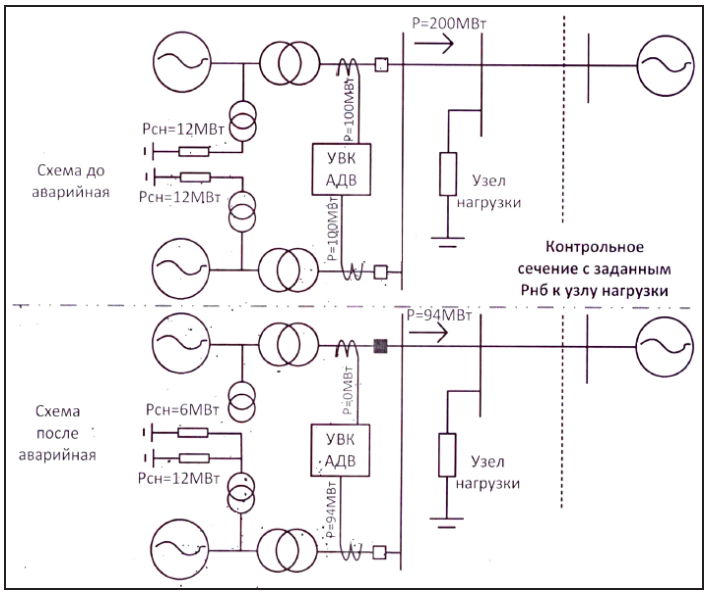


Рис. 1.

На рисунке видно, что после отключения одного блока, его собственные нужды переводятся на другой блок. Таким образом, значение выдаваемой мощности станции уменьшается не на 100 МВт, а на 106 МВт, что и должно быть учтено при определении мощности ОН.

С технической точки зрения принятый вариант замера мощности выбран оптимально. В данном случае, возможно, точно определить величину мощности, которую необходимо балансировать, учитывая, что остаточная мощность собственных нужд величина постоянная. Рассмотрим альтернативные способы замера мощности генератора

для решения данной задачи. Вариант точки замера на генераторном напряжении мощности ТГ вызвал бы ряд неопределенностей из-за нелинейной зависимости нагрузки собственных нужд от мощности генератора, что сделало бы невозможным точно определить создаваемый небаланс мощности. Вариант измерения разницы между мощностью генератора и отбора мощности на ТСН также имеет существенный дефект в случае перевода собственных нужд на резервный ТСН. Все варианты предполагают учет остаточной величины собственных нужд.

Исходя из этих соображений, исходную формулу (4) можно скорректировать:

$$P_{ув} = \sum_{i=1}^{n} (P_{бл} + P_{(i)СН}) - P_{неб} \quad (6)$$

На основании этой формулы было принято техническое решение, позволяющее правильно учитывать остаточную мощность собственных нужд.

Имея такие входные данные, алгоритм подбора очередности отключения нагрузки формирует очередь отключения для каждой ступени ОН, сортируя доступные управления по следующим критериям:

- Доступность (включено или нет) управлений;
- Приоритеты, заданные на этапе настройки;
- Значение мощности управления, обеспечивающей минимально необходимый объем отключаемой мощности.

Также, любое из управлений можно исключить из очереди какой-либо ступени ОН.

Сочетание этих критериев позволило сконфигурировать УВК АДВ для управления в первую очередь вставкой постоянного тока (ВПТ) с учетом ее доступности, затем отключения нагрузок 1, 2, 4 (с учетом их доступности), и только потом нагрузки 3. Причем в алгоритме заложено, что воздействие на ВПТ более приоритетно, нежели отключение потребителей.

При расчете, в очереди с низшим приоритетом, выполняется перестановка управлений для минимизации превышения необходимой отключаемой мощности. Так, например, если необходимо отключить 30 МВт, а имеющиеся управления - 15 МВт, 12 МВт, 10 МВт, 5 МВт, 2 МВт, то будут выбраны 15 МВт, 10 МВт и 5 МВт.

Данные подходы позволили оптимизировать управление в ЛАПНУ Харанорской ГРЭС, обеспечив гарантированную балансировку мощности при отключении генераторов, и, в то же время, минимизацию затрат при отключении потребителей.

Таким образом, разработанный унифицированный алгоритм выбора очередности отключения генерации и нагрузки показал свою гибкость и применимость на различных объектах. Это позволило добиться желаемого результата при минимальных временных и ресурсных затрат, включая время необходимое для тестирование нового программного обеспечения. Алгоритм служит модульной частью программного обеспечения управляющего вычислительного комплекса автоматики дозировки воздействия (УВК АДВ), который реализует функции ЛАПНУ. В качестве заключения хотелось бы отметить основные преимущества унифицированного алгоритма:

1) Сокращение времени адаптации к конкретному объекту управления.
2) Повышение надежность устройства за счет применения апробированных решений.
3) Сокращение времени опытной эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М., «Энергия», 1974.

[2] Комплексная реконструкция ОРУ 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС. Проектная документация. Противоаварийная автоматика. Основные технические решения. Книга 1, 2, 3. Инв. № ЛГП-01/2011-Т2-ПА. – Новосибирск: ЗАО «ИАЭС», 2011.

[3] Богучанская ГЭС. Проектирование, изготовление, поставка и наладка оборудования связи с энергосистемой (ПА, АРЧМ, ТМ, ВЧ-связи и ВОЛС). Рабочая документация. Противоаварийная автоматика. Общие технические решения. Таблицы настройки локальных устройств ПА. Таблицы настройки ЛАПНУ Богучанской ГЭС. Инв. № BGP041-01-ПА-01. – Новосибирск: ЗАО «ИАЭС», 2012.

[4] СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. М., 2011.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Федосов Алексей Николаевич – главный специалист ОТР ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-0265, e-mail: fan@iaes.ru

Петрушков Михаил Викторович – инженер ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-0265, e-mail: pmv@iaes.ru

Ташлыков Денис Сергеевич – инженер ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-0265, e-mail: tds@iaes.ru

Чумаков Вадим Анатольевич – ведущий инженер сектора ПО ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-0265, e-mail: vadim@iaes.ru

СТРУКТУРИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЦЕПОЧКИ ВЫБОРА УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМАХ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ В ЦСПА ОЭС СИБИРИ.

Вторушин А.С., Аржанников С.Г., Захаркин О.В.
ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Централизованная система противоаварийной автоматики, выбор управляющих воздействий 1-ДО, оценивание состояния.

Современный комплекс централизованной противоаварийной автоматики (ЦСПА) является сложной программно-аппаратной системой, включающей следующие основные подсистемы:

- связи с низовыми устройствами (1);
- база данных и управление процессами (2);
- технологическая цепочка выбора управляющих воздействий (УВ).

Подсистемы (1) и (2) (назовем их *системообразующим программным обеспечением*) в рамках данной работы не рассматриваются, поскольку слабо связаны *непосредственно* с выбором управляющих воздействий.

Несколько лет назад казалось, что не может предъявляться каких либо специфических требований непосредственно к структуре технологической цепочки выбора управляющих воздействий (включает алгоритмы оценивание состояние и выбор управляющих воздействий 1-ДО). Но усложнение и совершенствование методов выбора управляющих воздействий показало, что данное утверждение нельзя считать верным. Рассмотрим типовую цепочку выбора управляющих воздействий:

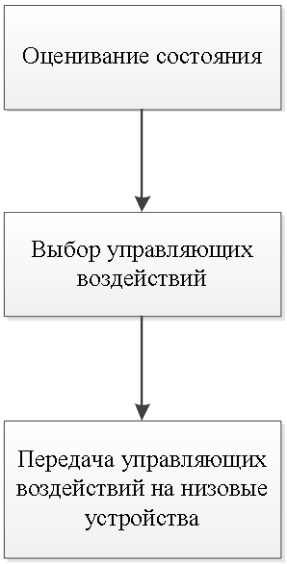


Рис.1. Технологическая цепочка выбора управляющих воздействий.

Возможны различные подходы к реализации данной цепочки:

1. Последовательное выполнение технологических алгоритмов.
2. Параллельная работа алгоритмов в рамках вычислительного кластера.

Каждый подход имеет свои достоинства и недостатки.

Последовательное выполнение технологических алгоритмов с одной стороны позволяет строго контролировать длительность полного цикла выбора управляющих воздействий, но при этом накладываются ограничение на число обрабатываемых аварийных возмущений, либо на вычислительную сложность алгоритма выбора управляющих воздействий. Применение данного подхода к организации технологической цепочки будет эффективным при использовании упрощенного алгоритма выбора УВ, который, в свою очередь, достаточно эффективен для применения в небольших энергосистемах.

Параллельная работа технологических алгоритмов ЦСПА может быть организована как в рамках одной вычислительной системы, так и на вычислительном кластере. Вопрос построения кластера или распараллеливания выбора УВ в рамках одной вычислительной системы больше относится к эффективности использования вычислительной

мощности многопроцессорной или многоядерной архитектуры ЭВМ. В то же время имеется ключевой момент построения архитектуры системы параллельного расчета УВ.

Рассмотрим два очевидных подхода к распараллеливанию технологических алгоритмов.

Синхронный выбор УВ для всех аварийных возмущений (пусковых органов).

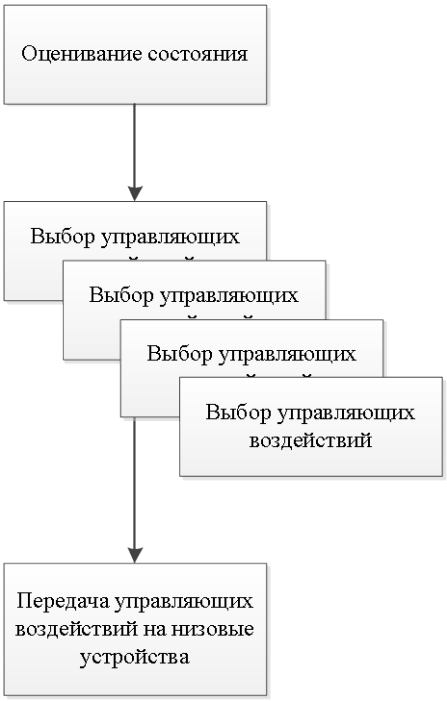


Рис.2. Синхронный выбор УВ.

Данный подход предусматривает расчет текущего режима работы энергосистемы блоком ОС с передачей результата группе параллельно работающих процессов выбора УВ. В явном виде данный подход реализован в ЦСПА ОЭС Востока [1]. Достоинством синхронного выбора УВ является как относительная простота реализации и контроля нормативной длительности цикла выбора УВ, так и выбор УВ для всех пусковых органов (ПО) по данным одного текущего установившегося режима (УР), полученного от блока оценивания состояния. Выбор УВ по данным одного УР позволяет избежать ситуации выбора различных объемов УВ для двух и более пусковых органов, вследствие коммутаций в сети, совпавших по составу аварийных возмущений.

Явным недостатком синхронного подходя к выбору УВ, является увеличение длительности цикла выбора управляющих воздействий. Известно, что длительность выбора УВ для заданного ПО зависит от тяжести текущего режима работы энергосистемы и, как следствие, числа требуемых управляющих воздействий. Запуск пакетного параллельного расчета УВ приводит к тому, что длительность цикла выбора УВ определяется самым тяжелым ПО, т.е. фактически теряется возможность сокращения цикла выбора для отдельных аварийных возмущений.

В рамках модификации ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС в Сибири ЗАО "ИАЭС" разработана **асинхронная модель распараллеливания выбора УВ**. Основной целью применения асинхронной модели расчетов является сокращения длительности цикла выбора УВ для отдельных пусковых органов.

Рис.3. Асинхронный выбор УВ.

В асинхронной модели распараллеливания выбора УВ алгоритм оценивания состояния непрерывно получает актуальные оценки режима работы энергосистемы. Полученный УР с меткой времени передается в качестве задания на выбор УВ свободным расчетным узлам. Один узел обеспечивает выбор УВ для одного пускового органа. По окончании выбора управляющих воздействий для ПО осуществляется передача результатов на низовые устройства. Для обеспечения нормативного времени цикла выбора УВ на всех этапах осуществляется контроль длительности цикла для обрабатываемого ПО. При данном подходе обновление дозировки отдельного пускового органа осуществляется за минимально возможное время, что позволяет обеспечивать максимальное соответствие объемов УВ текущему режиму работы энергосистемы.

Наличие новых результатов ОС в моменты времени, когда для части ПО выполняется выбор УВ по предыдущему режиму, позволяет перезапускать задачи для расчетных узлов в случаях, когда идентифицировано резкое изменение оцененного режима относительно предыдущего (например, коммутация в сети, набор/сброс мощности нагрузки или генерации).

В то же время кажущаяся простота асинхронной модели требует особой тщательности при ее реализации. Решение задачи в "*лоб*" может привести к построению работающей, но сложно управляемой или неподходящей для масштабирования и развития системы.

Эффективным способом решения сложных задач является использование **структурированного подхода**. В общем случае структурированный подход заключается в построении дерева решения основной задачи, полученного декомпозицией задачи на локальные подзадачи. Таким образом, сложная задача или процесс разбиваются на ряд элементарных, что позволяет получить качественное и эффективное решение задачи в целом. Соответственно структурированный подход был применен для разработки и реализации технологической цепочки выбора УВ в ходе работ по созданию ЦСПА ОЭС Сибири. Эффективность принятых решений доказывается тем фактом, что осуществляемый в настоящее время перевод комплекса на модель параллельного выбора УВ не требует значительных изменений в технологических алгоритмах ЦСПА.

На рисунке 4 представлена структура технологической цепочки выбора УВ для асинхронного метода распараллеливания.

Фактически имеется два уровня параллелизма. Первый – параллельная работа блока оценивания состояния и блока выбора УВ. Такой подход позволяет оперативно отслеживать изменение схемно-режимных условий. И по факту резкого изменения режима сети перезапускать расчет УВ, тем самым ускоряя выдачу актуальных, для текущего режима работы энергосистемы, воздействий.

Второй уровень – уровень выбора управляющих воздействий. На нем выполняется асинхронный выбор УВ для пусковых органов. При этом возможно выделение синхронных групп ПО. Необходимость выделения синхронных групп ПО может диктоваться рядом причин:

1. Устранение ситуаций выбора различных объемов УВ для двух и более пусковых органов, вследствие коммутаций в сети, совпавших по составу аварийных возмущений. Такие пусковые органы требуют выбора УВ по данным о режиме сети имеющим одну метку времени.
2. Ограничение на пропускную способность каналов связи. В настоящее время передача выбранных УВ осуществляется пакетом, включающем все УВ для каждого района управления. При сохранении такого подхода, нагрузка на канал может возрасти пропорционально количеству синхронных групп выбора УВ.
3. Балансировка загрузки вычислительной системы при ограниченном количестве процессорного времени. Группировка "*легких*" и "*тяжелых*" ПО позволяет выделить слот процессорного времени для расчета более тяжелой аварии.

Следует отметить, что причины (2) и (3) проистекают не из недостаточной проработки структуры технологической цепочки, а из текущего уровня применяемых технических средств на объекте внедрения.

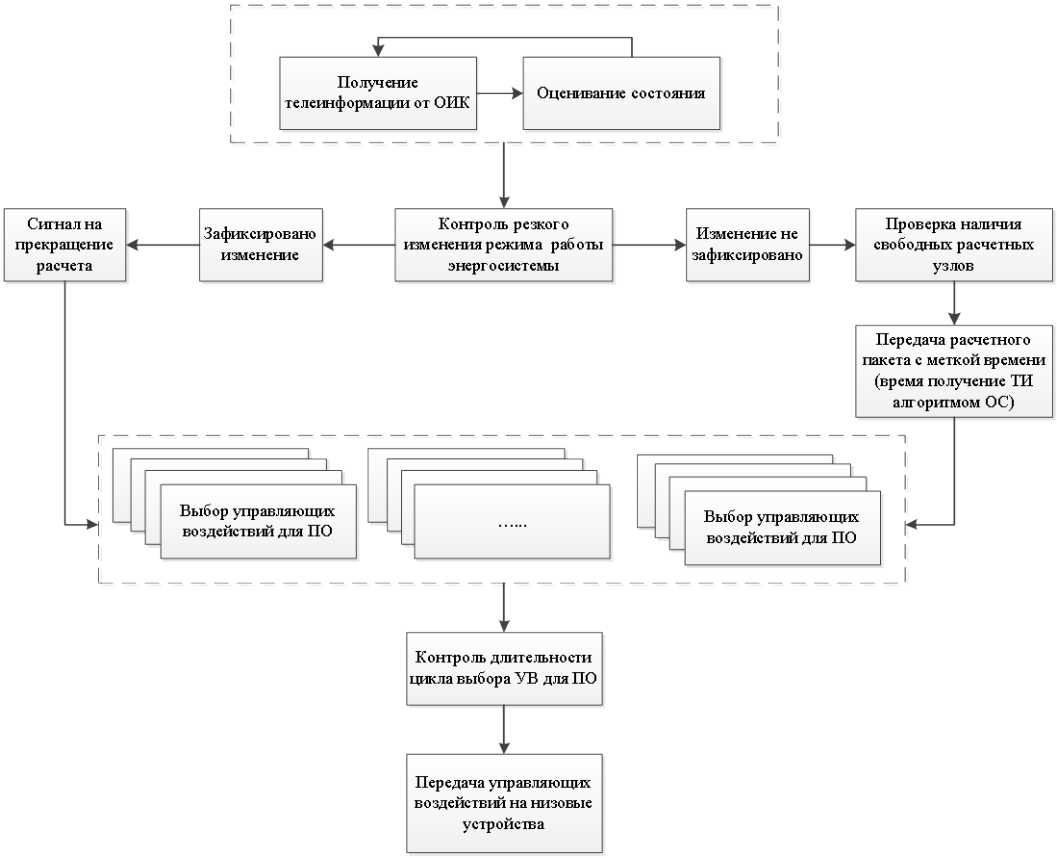


Рис.4. Структура технологической цепочки выбора УВ.

Переход комплексов ЦСПА на параллельный выбор УВ является эволюционным процессом, продиктованным как повышением детализации моделей энергосистем, так и развитием непосредственно алгоритмов выбора управляющих воздействий (с ростом их требований к вычислительным ресурсам). В связи с этим детальная проработка структуры технологической цепочки позволяет не только получить эффективную систему в настоящем, но и заложить фундамент дальнейшего развития. Технические решения, принятые ЗАО «ИАЭС», при разработке структуры технологической цепочки ЦСПА ОЭС Сибири, позволяют осуществить переход к параллельному выбору УВ путем миграции, а не глубокой переработки системы в целом. Это, в свою очередь, обеспечивает повышение надежности, модернизированной с целью параллельного расчета УВ (за счет минимальной модернизации блоков основных алгоритмов).

Хотелось бы отметить, что при реализации асинхронного подхода к выбору УВ фактором требующим создания синхронных групп и, соответственно, увеличивающим длительность цикла выбора управления, является не столько затраты процессорного времени на расчет одного пускового органа, сколько технические ограничения накладываемые располагаемыми ресурсами процессорного времени и пропускной способностью каналов связи до низовых устройств. В свете этого перспективным является не только наращивание числа процессорных ядер в вычислительном кластере, но и более эффективное использование каналов связи за счет разработки протоколов передачи УВ на низовые устройства пакетами, включающими не все ПО района управления, а отдельные синхронные группы. Несмотря на то, что данные разработки потребуют модификации как ПТК верхнего уровня ЦСПА, так и низовых устройств, результатом, обеспечивающим надежность работы энергосистемы в целом, будет значительное уменьшение длительности цикла выбора УВ.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Гайдамакин Ф.Н., Демидов С.И. Аппаратные и программные средства ЦСПА ОЭС Востока. Известия НТЦ единой энергетической системы. -2013. №1(68). –С. 69 – 78.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Лизалек Николай Николаевич – главный научный сотрудник ЗАО «ИАЭС», д.т.н., профессор, тел. (383) 363-02-65, e-mail: lnn@iaes.ru

Вторушин Алексей Сергеевич – заведующий научно-исследовательской лабораторией ЗАО «ИАЭС», к.т.н., тел. (383) 363-02-65, e-mail: vas@iaes.ru

Аржанников Сергей Гаврилович – старший научный сотрудник ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-02-65, e-mail: arg@iaes.ru

Захаркин Олег Владимирович, к.т.н., консультант научно исследовательской лаборатории ЗАО «ИАЭС», тел. (383) 363-02-65,e-mail: iaes@iaes.ru

УСТРОЙСТВО АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ "ПАРМА УАЧР 12"

Клюкин М.Е. (ООО "ПАРМА")

Устройство автоматической частотной разгрузки "ПАРМА УАЧР 12" было разработано по техническому заданию, согласованному с ОДУ Северо-Запада и ОАО "Ленэнерго".

Необходимость данной разработки была вызвана тем, что требовалось достаточно большое количество простых и недорогих реле частоты, в том числе и на замену морально устаревшим реле частоты РЧ-1 и РЧ-2. А так как реле сразу создавалось как микропроцессорное, то оно не ограничилось только функциями, присущими полупроводниковым реле.

Устройство "ПАРМА УАЧР 12" предназначено для использования на электростанциях и подстанциях энергосистем для ликвидации дефицита активной мощности в сети, а также ликвидации дефицита реактивной мощности в сети путём отключения потребителей при снижении напряжения, с последующим автоматическим повторным включением отключенных ранее потребителей при восстановлении частоты и напряжения.

1. ФУНКЦИИ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ УСТРОЙСТВОМ "ПАРМА УАЧР 12"

1.1 Быстродействующая ступень разгрузки по частоте АЧР-1 с возможностью ввода блокировки срабатывания при превышении скорости изменения частоты;
1.2 Ступень разгрузки по частоте с выдержкой времени АЧР-2 с возможностью ускорения срабатывания при снижении напряжения;
1.3 Ступень разгрузки по скорости снижения частоты АЧР-С;
1.4 Ступень автоматического ограничения снижения напряжения АОСН с возможностью контроля скорости снижения напряжения;
1.5 Автоматическое повторное включение по частоте ЧАПВ с контролем напряжения.

2. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БЛОКОВ

2.1 Устройство выпускается в пластмассовом корпусе размером 140x90x65 (рисунок 1);

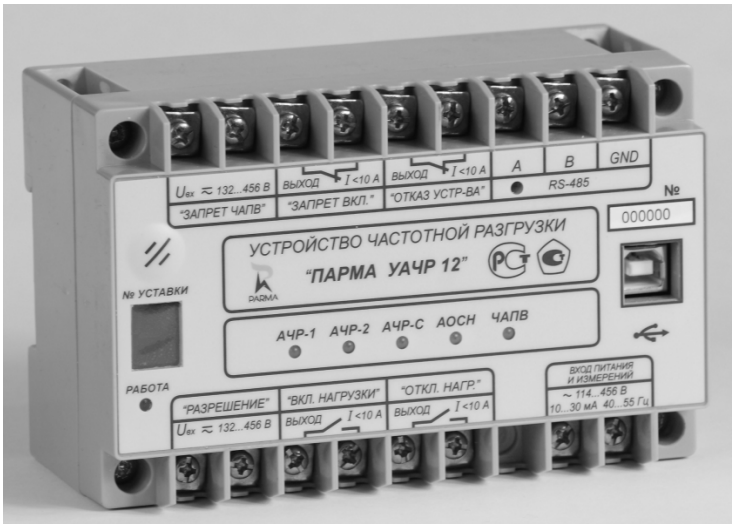


Рис. 1. Внешний вид "ПАРМА УАЧР 12"

2.2 "ПАРМА УАЧР 12" может крепится на стандартную DIN-рейку или крепится на панель с помощью винтов или шурупов;
2.3 Питание устройства осуществляется от защищаемых цепей. Дополнительного источника питания не требуется.
2.4 Возможны два исполнения по контролируемому напряжению:
- От 30 до 120 В (для номинального напряжения 100 и 100/√3 В);
- От 114 до 456 В (для номинального напряжения 220 и 380 В);

2.5 Температурный диапазон от минус 40 до плюс 50 °С;
2.6 Два исполнения по дискретным входам на номинальное напряжение 220 и 380 В;
2.7 Выходные реле – "сухие" контакты;
2.8 Порт для связи с компьютером – USB;

2.9 Возможность подключения в АСУ объекта по каналу RS-485, протоколы обмена Modbus RTU, Modbus ASCII или МЭК 60870-5-101.

3. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

- Просмотр осциллограммы частотной аварии (рисунок 2). Возможность масштабирования осциллограммы позволяет более наглядно просмотреть аварийный процесс;

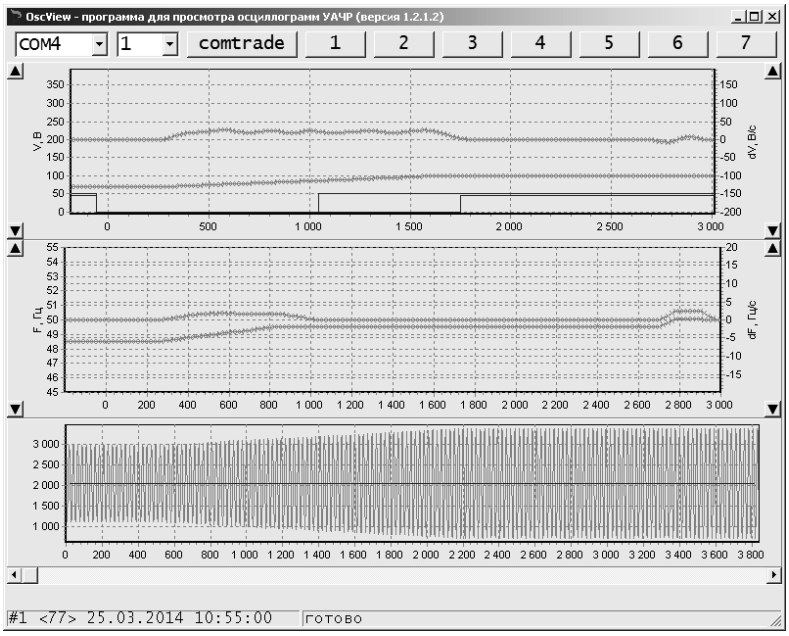


Рис. 2. Просмотр осциллограммы частотной аварии.

- Просмотр журнала событий (рисунок 3). Устройство сохраняет информацию о 234 событиях. При заполнении журнала событий самые старые события стираются.

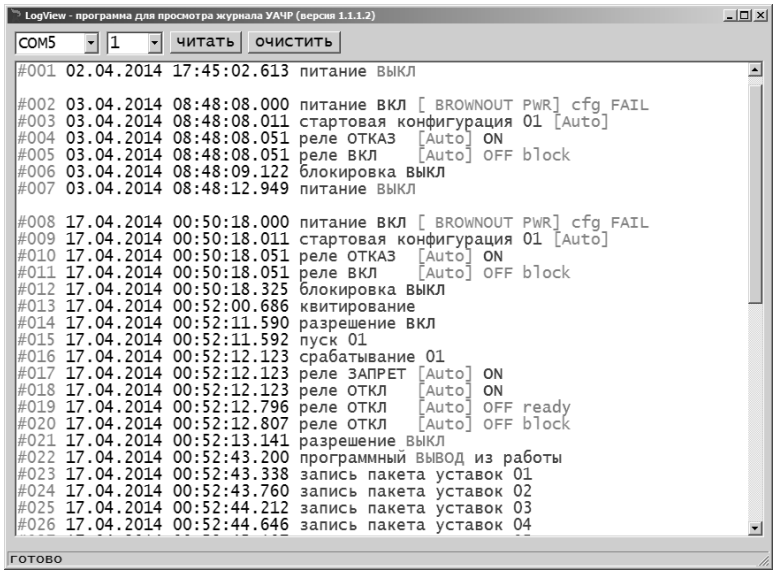


Рис. 3. Просмотр журнала событий.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Клюкин М.Е. – заместитель директора по РЗА ООО "ПАРМА", г. Санкт-Петербург.

БЛОКИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СЕРИИ IED-EP+

Клюкин М.Е. (ООО "ПАРМА")

ООО "ПАРМА" предлагает новую для отечественного рынка линейку блоков микропроцессорных защит серии **IED-EP+**.

Блоки производства венгерской фирмы PROTECTA Ltd, которая занимается релейной защитой с 1949 года. Релейная защита этой серии широко применяется в странах Европы и мира с 2010 г. В начале 2013 года ООО "ПАРМА" начала работу по разработке алгоритмов функционирования для серии **IED-EP+** в соответствии с требованиями, предъявляемыми отечественными потребителями.

Серия блоков релейной защиты и автоматики **IED-EP+** предназначена для применения в сетях с напряжением от 6 до 750 кВ.

1. ИСПОЛНЕНИЯ БЛОКОВ ПО ЗАЩИЩАЕМЫМ ПРИСОЕДИНЕНИЯМ

- Ввод, секционный выключатель, отходящая линия 6 – 35 кВ;
- Дифференциальная защита двигателя;
- Специальные защиты двигателя;
- Защита и автоматика двухскоростного двигателя;
- Дистанционная защита линии;
- Дифференциальная защита линии;
- Дифференциальная защита двух- и трёхобмоточного трансформатора, автотрансформатора;
- Резервная защита трансформатора;
- Управление приводом РПН;
- Дифференциальная защита шин и ошиновки.

Состав функций блока может быть стандартным для каждого присоединения, так и выполняться индивидуально по требованию Заказчика. При разработке алгоритмов работы блоков используется специализированная САПР, которая позволяет разрабатывать новые алгоритмы функционирования в короткие сроки.

Заказчику блок поступает с полной заводской готовности. В случае необходимости заказчик с применением специализированного САПР может самостоятельно модифицировать заводские алгоритмы защит и автоматики.

2. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БЛОКОВ

- Блоки выпускаются в трёх размерах корпусов 448x132x242, 235x132x242 и 135x135x212 (рисунок 1);

Рис. 1. Исполнения блоков по размеру корпуса

- Номинальные значения напряжения питания и дискретных входов блока: 24, 48, 110, 220 В;
- Температурный диапазон от минус 20 до плюс 55 °С;
- Цветной сенсорный TFT дисплей QVGA (320x240) точек, 65536 цветов, размер дисплея 3,5" или опционально 5,7" (рисунок 2);

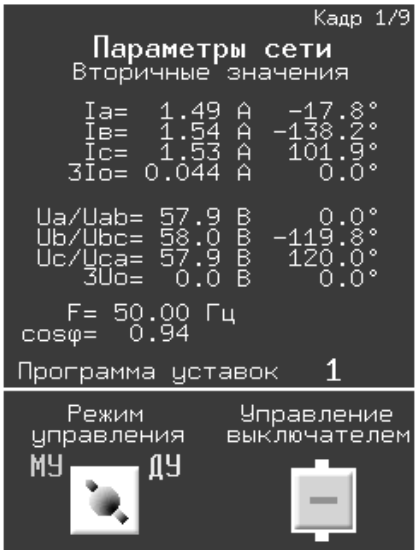


Рис. 2. Цветной сенсорный TFT дисплей

- На экране дисплея можно отобразить мнемосхему защищаемого присоединения с возможностью управления коммутационными аппаратами с пульта блока (рисунок 3);

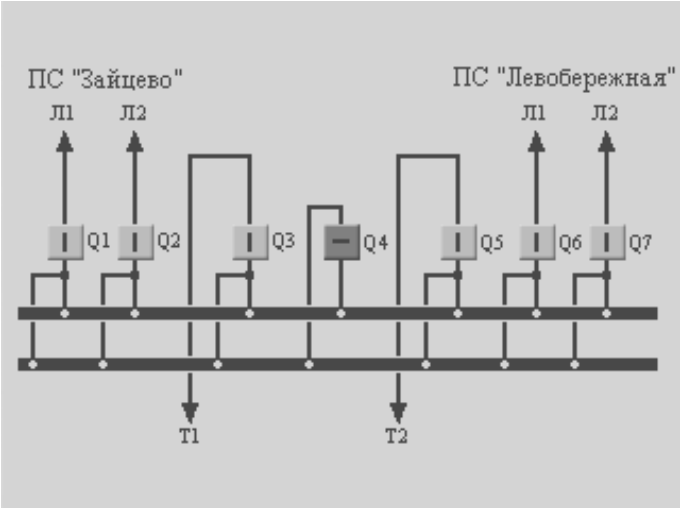


Рис. 3. Отображение мнемосхемы защищаемого присоединения

- До 16 переназначаемых трёхцветных светодиодов;
- Сенсорные кнопки на лицевой панели блока для управления выключателем и сброса сигнализации;
- Местное и дистанционное управление выключателем, защита от многократных включений выключателя;
- Реле для управления выключателем – усиленные, способны разрывать постоянный ток до 4 А при постоянной времени 40 мс, с повышенной скоростью срабатывания.
- Диагностика цепей управления выключателя.
- Блоки имеют встроенный Web-сервер. Для ввода уставок, просмотра параметров сети, конфигурирования возможно использовать любой стандартный Web-браузер;
- Ведение журнала событий с дискретностью записи событий 1 мс и хранение его в энергонезависимой памяти;
- Возможность синхронизации времени с системой GPS/ГЛОНАСС;
- Сохранение осциллограмм в формате Comtrade. Возможность просматривать осциллограммы через Web-браузер без скачивания на компьютер (рисунок 4);

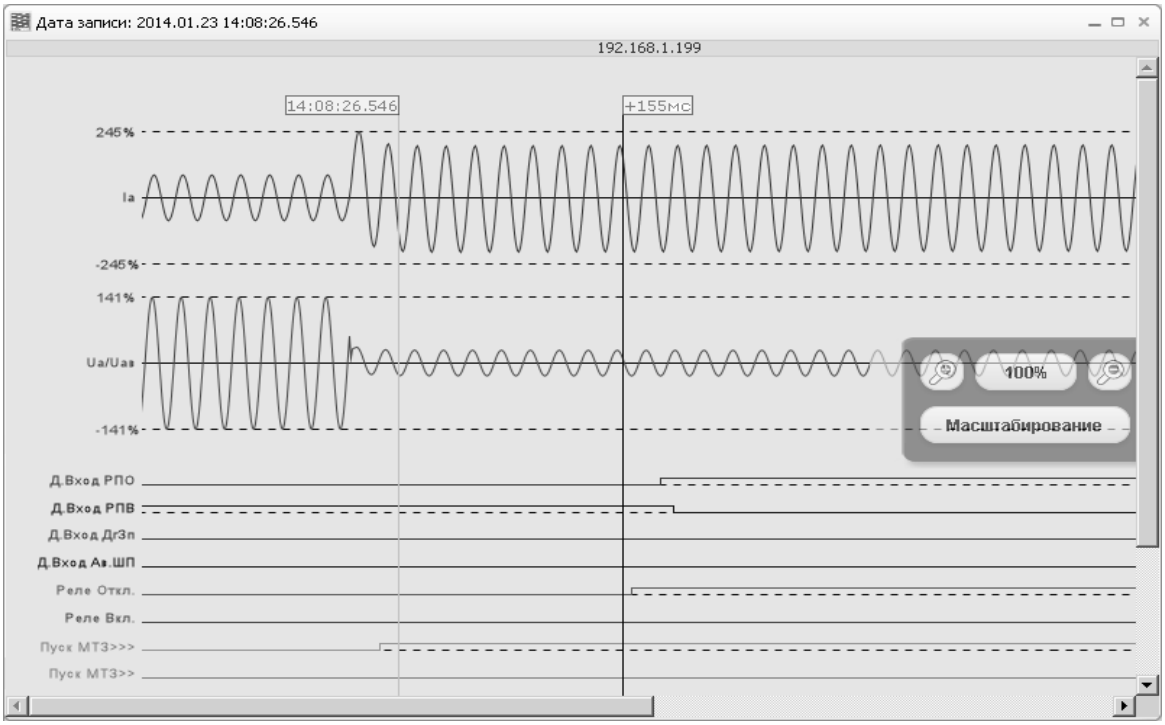


Рис. 4. Просмотр осциллограммы через Web-браузер.

3. ПОДКЛЮЧЕНИЕ К АСУ И ПЭВМ

Сетевые интерфейсы:

- Один или два волоконно-оптических порта с оптическим разъёмом типа ST и с максимальной длиной оптоволокна до 2 км;
- Один или два пластиковых оптических порта POF с максимальной длиной пластикового волокна до 100 м;
- Один или два волоконно-оптических порта с оптическим разъёмом типа FC для передачи данных на расстояние до 120 км;
- Порт Ethernet 10/100Base-TX Ethernet, разъем RJ45-8/8;
- Порт RS-485/422 с длиной связи до 1200 м.

На передней панели блока расположен интерфейс EOB (Ethernet Over Board), к которому присоединяется специальный магнитный коннектор, не имеющий гальванической связи с блоком. Выход коннектора подключается к локальной сети или непосредственно к компьютеру.

Блок поддерживает следующие протоколы обмена:

- МЭК 61850 (подтверждено сертификатом KEMA);
- Сетевые протоколы (МЭК 60870-5-104, DNP3, Modbus TCP);
- Последовательные протоколы (МЭК 60870-5-101/103, Modbus RTU, DNP3, ABB-SPA).

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Клюкин М.Е. – заместитель директора по РЗА ООО "ПАРМА", г. Санкт-Петербург.

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ РЗА: ОСОБЕННОСТИ ХАРАКТЕРИСТИК, ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ, ПОДХОДОВ К ПРОЕКТОРОВАНИЮ И ВНЕДРЕНИЮ

А.Ю. БОГАТЫРЕВ (ООО «РЗА СИСТЕМЗ»)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Релейная защита, микропроцессорный терминал, надежность, схемотехнические решения, программируемая логика, необходимые ограничения.

ВВЕДЕНИЕ

Основные характеристики и состав функций микропроцессорных терминалов РЗА, а также применяемые схемотехнические решения при выполнении их проектных привязок непосредственно влияют на эффективность, надежность и удобство эксплуатации реализуемых систем релейной защиты. Предлагаемые компанией «РЗА СИСТЕМЗ» микропроцессорные устройства РЗА, технические решения по их применению и собственные программные продукты ориентированы на достижение указанных свойств систем релейной защиты с минимальными затратами средств. Это особенно актуально для распределительных сетей, для применения в которых в основном предназначена продукция компании.

ОСОБЕННОСТИ УСТРОЙСТВ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ПОВЫШАЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМ РЗА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Микропроцессорные терминалы релейной защиты серии РС-83 компании «РЗА СИСТЕМЗ» уже при разработке предусматривают такой состав внутренних функций, который обеспечивает реализацию схем РЗА объектов распределительных сетей с минимальным набором внешних элементов – используются только внутренние функции и программируемые связи между ними. При этом основная часть алгоритмов реализации главных функций соответствует классическим подходам отечественной школы релейной защиты [1], а использование современных цифровых технологий позволяет значительно повысить эффективность и функциональность устройств [2]. Общие характеристики терминалов, такие как диапазон рабочих температур (минус 40 – плюс 80˚С) и питающих напряжений (50 – 400 В), выгодно отличают их от аналогов, способствуют повышению эксплуатационной надежности и применимости в условиях распределительных сетей, в частности в шкафах наружной установки. Исполнение терминалов, позволяющее их использовать как на постоянном, так и на переменном оперативном токе, возможность иметь разное число дискретных входов и выходных реле, иметь или не иметь функции токового питания и дешунтирования токовых электромагнитов отключения выключателя позволяет оптимизировать варианты применения устройств. Состав серии (дифференциальная защита РС83-ДТ2, направленные токовые зашиты РС83-АВ2, токовые зашиты РС83-А2М и РС83-А20, зашиты по напряжению РС83-В1, устройство управления РПН трансформатора РС83-В4) достаточен для реализации проектов подстанций и РП в распределительных сетях. Реализованная в последних модификациях устройств модульность конструкции позволила унифицировать исполнения терминалов разного функционального назначения, значительно улучшила ремонтопригодность и время восстановления устройств. Для облегчения подготовки устройств к вводу в эксплуатацию и наладки используется доступное на сайте компании бесплатное программное обеспечение «RZA_config».

Для решения ставшей актуальной с появлением микропроцессорных терминалов проблемы представления в проекте информации о программируемых пользователем их внутренних связях под задачи конкретного проекта и выполнения указанного программирования предложен такой подхода. С одной стороны непосредственно на схемах вторичной коммутации наносятся функциональные схемы программируемых связей. Это делает схему читаемой и понятной без дополнительной информации аналогично релейно-контактной схеме [2]. С другой стороны в программе

«RZA_config» при работе с терминалом или без него (в режиме эмуляции) создается, сохраняется и прилагается к проекту файл программирования внутренних связей терминала. При вводе в эксплуатацию терминала указанный файл программой «RZA_config» выполняет автоматическое программирование внутренних связей устройства в соответствии с задачами реализуемого проекта. В составе указанного файла также автоматически могут задаваться значения проектных уставок. Указанный файл после соответствующей корректировки также может использоваться для изменения уставок в процессе эксплуатации. Такой подход позволяет избежать ошибок, значительно ускорить процесс подготовки устройств к вводу в эксплуатацию и предлагается как основной при реализации проектов в компании.

Для облегчения наладочных операций в составе терминалов также реализованы сервисы, позволяющие в полуавтоматическом режиме проверять правильность подключения и функционирования дискретных входов, выходных реле, цифрового индикатора и других аналогичных функций устройства. Возможность отображения векторных диаграмм программой «RZA_config» позволяет проверять правильность подключения и исправность аналоговых входов по параметрам нормального режима. Подробные рекомендации по использованию всех встроенных сервисов устройств, приведены в их эксплуатационной документации.

В новых перспективных разработках компании предполагается поддержка стандартов IEC 61850. При этом в качестве концептуального подхода предполагается сохранить традиционные принципы организации релейной защиты, такие как автономность устройств РЗА на каждом присоединении, обязательное резервирование предыдущих защит последующими, выполнение традиционных непосредственных связей между терминалами, необходимых для реализации функций связанных с надежностью и быстродействием (АВР, АПВ, УРОВ, ЛЗШ и пр.)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Концепция создания современных систем релейной защиты компании базируется на объединении классических подходов отечественной школы при реализации основной части алгоритмов главных функций устройств и расширенных вычислительно-логических, а также интерфейсных возможностях, предоставляемых современными цифровыми технологиями. При этом основные принципы реализации систем релейной защиты (автономность устройств присоединений, резервирование) остаются незыблемыми, а ограничения на способы реализации новых идей и сервисов во многих случаях исчезают. Рассматривается конкретная реализация некоторых из указанных идей.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. - М.: Энергия, 1976. - 560с.
[2] Жереб А.А. Новые предложения для эффективной релейной защиты. – Автоматизация и IT в энергетике №4, апрель 2012 г.

МАЛОГАБАРИТНЫЕ УСТАНОВКИ СЕРИИ «МИКРОН» ДЛЯ ПРОГРУЗКИ УСТРОЙСТВ РЗА

А. В. Аржанников
ООО «НПП «ЭнергоЭлектроника»

Развитие современной электроники предполагает принципиально изменить концепцию построения объектов электроэнергетики, используя новые технологии, основанные на использовании оборудования для передачи команд и данных в соответствие со стандартом МЭК-61850. Однако обслуживание и модернизация существующих объектов является также важной задачей для энергетики Российской Федерации. Более того, интерес к совершенствованию и развитию ранее известных методов диагностики, в частности прогрузки оборудования РЗА, с каждым годом повышается.

Основной вид деятельности Научно-производственного предприятия ЭнергоЭлектроника - разработка и производство контрольно-измерительных приборов. Код ОКВЭД 33.20. Одно из направлений - производство малогабаритных приборов серии МИКРОН, предназначенных для прогрузки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, АСУ ТП, телемеханики.

Установки МИКРОН имеют хорошие метрологические характеристики, небольшие габариты 27x28x11 см и малый вес до 5 кг. Улучшенные мобильные качества приборов позволяют осуществлять перевозку авиатранспортом непосредственно в салоне самолета. В установках предусмотрена возможность управления с помощью персонального компьютера по USB, поддержка формата COMTRADE, а также возможность самостоятельного моделирования тестовых сигналов. Встроенный аппаратный миллисекундомер до 100 с может работать в автономном режиме без подключения компьютера. Организован открытый программный интерфейс для управления установками из внешних приложений, а также позволяющий разрабатывать свое программное обеспечение на популярных языках программирования C, C++, Delphy. Простое и удобное управление установками из LabView, Excel, VBScript.

Установка МИКРОН 42 отличается наличием функции ручного управления в автономном режиме без подключения компьютера. Выходные напряжения 3x65 В, токи 3x20 А.

МИКРОН 47 представляет собой модернизированный вариант установок МИКРОН 42. Основные отличия: напряжения 3x115 В, токи 3x16 А, улучшен дизайн, исключены регуляторы управления, в режиме работы без компьютера выдаются фиксированные напряжения 3x57.7 В, токи 3x2.25 А.

МИКРОН 48 является модификацией установок МИКРОН 47 с увеличенными напряжениями 3x250 В и токами 3x18 А. Увеличение фазных напряжений до 250 В позволяет осуществлять прогрузку оборудования РЗА, АСУТП и телемеханики, рассчитанных на непосредственное подключение к сети 0.4 кВ. В режиме работы без компьютера выдаются нормальные значения напряжений и токов, токи отстают от напряжений на величину 30 эл. град., имитируя нормальный режим реальной энергосистемы. Предусмотрено переключение прямой/обратной последовательности выходных напряжений.

Опыт эксплуатации установок МИКРОН показал необходимость усовершенствования ручного управления в автономном режиме без подключения компьютера, поскольку значительная часть проверок проводится в ручном режиме. Поэтому готовится к выпуску модернизированный вариант - МИКРОН 47М. Пользователям предоставляется возможность оперативно устанавливать в ручном режиме напряжения, токи, фазы, частоту и симметричные составляющие. Установки МИКРОН 47М отличаются наличием современного встроенного интерфейса управления. Применение встроенного цветного TFT дисплея с сенсорным экраном позволило увеличить количество функций при уменьшении количества ручных органов управления.

Установки серии МИКРОН являются простыми и надежными в эксплуатации. Поверка установок осуществляется любыми, находящимися на территории Российской Федерации, метрологическими службами, имеющими государственную аккредитацию. Установки МИКРОН зарегистрированы в Госреестре средств измерений Российской Федерации под № 51467-12.

Подробная информация по установкам серии МИКРОН размещена на официальном сайте предприятия НПП ЭнергоЭлектроника: www.energyel.com

РЕАЛИЗАЦИЯ ЗАЩИТЫ ОТ ДУГОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ В СОСТАВЕ ЦИФРОВЫХ УСТРОЙСТВ РЗА.

Иванов Н.А. Архипов Е.В. (ЗАО «ЧЭАЗ»)

Локализация и отключение коротких замыканий в КРУ одна из наиболее ответственных задач, решение которой позволяет минимизировать повреждения распредустройства, сократить время перерывов электроснабжения потребителя, а в ряде случаев сохранить жизнь и здоровье людей, по той или иной причине оказавшихся в КРУ в момент повреждения.

КЗ на элементах КРУ, как правило, сопровождается появлением дуги, и отключение таких замыканий выполняется с применением дуговой защиты (защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ)). Применение ЗДЗ обусловлено ее высоким быстродействием, что обеспечивается самим принципом ее работы, основанном на физических процессах, сопровождающих дуговое КЗ: яркое излучение дуги, повышение давления воздуха в ограниченном отсеке распредустройства.

К настоящему времени предложено множество технических решений по выполнению защиты от дуговых замыканий, реализованных на практике в общем виде на двух типах решений:

- на специализированных устройствах ЗДЗ (УЗДЗ), выполненных, как правило, на волоконно-оптических датчиках (ВОД), типа БДЗ-01 и др.;
- на устройствах РЗА (УРЗА), использующих информацию о возникновении дугового замыкания от УЗДЗ, либо от датчиков типа фототиристоров и концевых выключателей на разгрузочных клапанах распределительного устройства.

В первом варианте устройства защиты от ЗДЗ должны для обеспечения селективности и исключения ложных отключений дополнительно принимать сигналы контроля тока и напряжения от устройств РЗА, что не позволяет использовать их самостоятельно. Во втором варианте, при применении фототиристоров и концевых выключателей, эксплуатацией отмечается ненадежная работа последних, что приводит к низкой надежности работы ЗДЗ в целом.

Однако предлагается другое решение, в настоящее время, не получившее должного распространения в отечественной практике, совмещение ВОД дуговых замыканий в составе терминалов РЗА.

Специалистами ЗАО «ЧЭАЗ» на базе устройств БЭМП РУ предлагаются устройства РЗА, позволяющие реализовать, кроме основного перечня функций РЗА, и дуговую защиту, выполненную на собственных ВОД. Применение таких устройств не нарушает общепринятые правила реализации дуговых защит, когда дуговые замыкания в кабельных отсеках ячеек локализуются отключением выключателей отходящих присоединений, а замыкания в высоковольтных отсеках (отсеках выключателей) и отсеках сборных шин отключаются с действием на рабочие ввода с секционным выключателем с последующим запретом АПВ и АВР. В то же время такое решение позволяет сократить общее количество эксплуатируемых устройств РЗА за счет исключения блоков дуговой защиты, и повысить живучесть и надежность работы ЗДЗ в целом за счет распределения дуговой защиты по нескольким устройствам. Справедливым будет отметить, что практика применения интегрированных волоконно-оптических дуговых защит в основные устройства РЗА не нова и присутствует в ряде устройств иностранного производства, однако пока не получила должного распространения и не встречается в устройствах РЗА отечественных производителей.

Типовая схема присоединения такого устройства приведена на примере устройства защиты отходящего присоединения (рисунок 1). Устройство оснащено четырьмя оптическими входами для приема светового потока, поступающего от ВОД, устанавливаемых в кабельном отсеке. Каждый оптический вход имеет спаренный светодиодный выход для выдачи светового контрольного импульса, позволяющего выполнить контроль целостности ВОД. Применяемые датчики разделяются на два типа: более простые, ВОД выполненные из замкнутого оптоволокна, приемная часть которого представляет оптоволоконную петлю принимающая световой поток боковой поверхностью и ВОД, приемная часть которой выполнена в виде линзы с определенным углом обзора. Применение линзовых датчиков позволяет более точно локализовать дуговое замыкание, в тех случаях, когда распределительные устройства 6-35 кВ выполнены не в шкафном конструктивном исполнении, а представляют собой ячеистую структуру, в которых металлические ограждения служат для исключения доступа к токоведущим частям, но не препятствуют прохождению светового потока как из поврежденной ячейки в смежные, так и из вне от постороннего источника света в ячейку. Однако даже в тех случаях, когда датчики могут предположительно излишне срабатывать от источника дуги в соседних ячейках добиться исключения неправильных отключений несложно, используя контроль по току, выполненный на базе реализованных в устройстве программных токовых реле. Индивидуальное отключение ячейки возможно только при КЗ в кабельном отсеке и отсеке ТТ. В остальных случаях должны отключаться выключатель ввода и секционный выключатель.

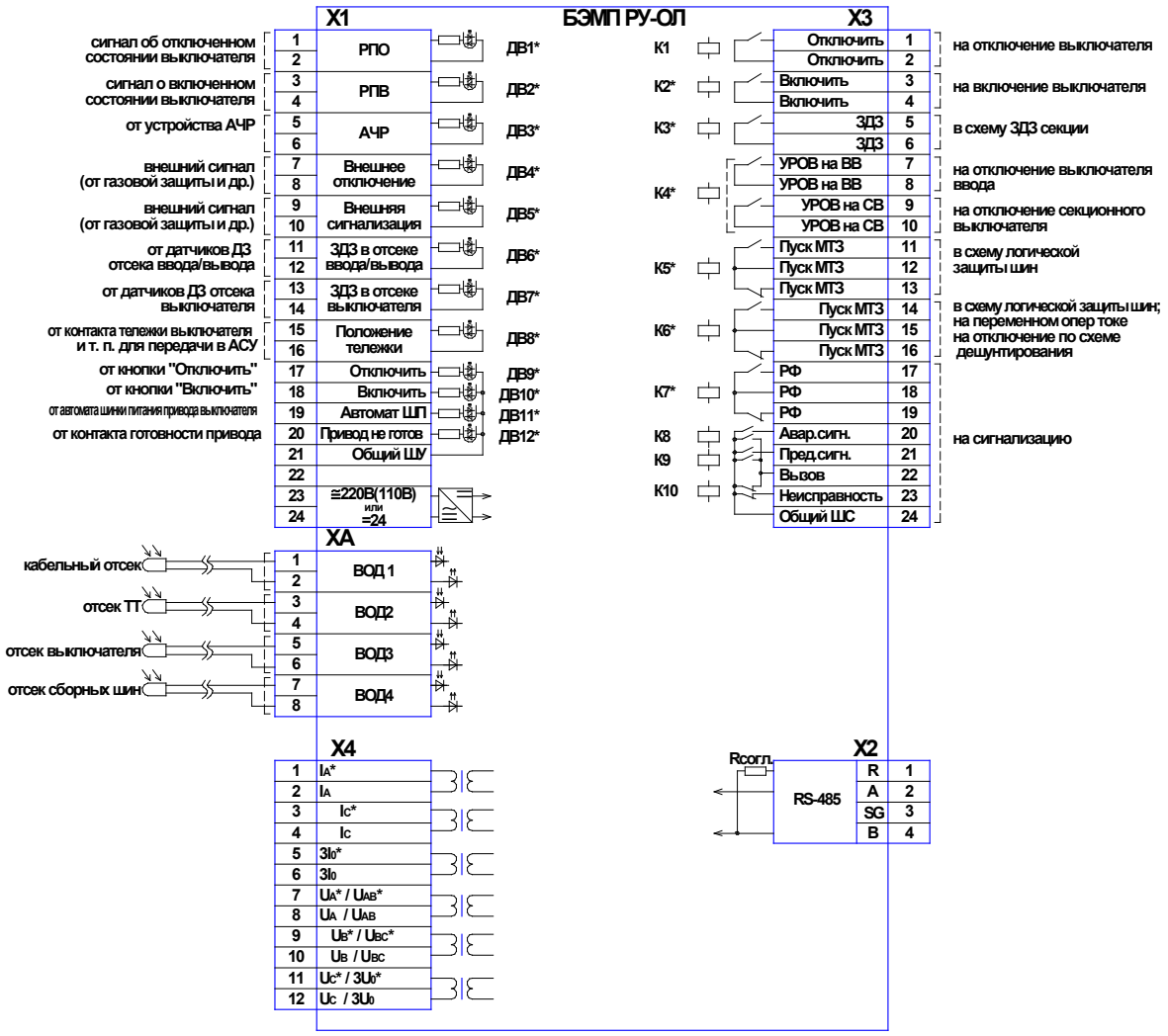


Рис.1. Схемы присоединения УРЗА с интегрированными датчиками ЗДЗ

Для оценки преимуществ применения встроенных датчиков можно провести небольшие расчеты, как по общему времени срабатывания, так и по общей надежности действия дуговой защиты на отключение. Для сравнения рассмотрим два варианта широко применяемых в настоящее время схем реализации и схемы на предлагаемом устройстве РЗА с ВОД:

1) последовательное включение контактов устройства основной РЗА и устройства ЗДЗ;
2) подача сигналов срабатывания устройства ЗДЗ на дискретные входы устройства РЗА с выдачей сигнала на отключение;
3) применение устройства РЗА с собственными ВОД.

Схемы, построенные на централизованных устройствах РЗА не показаны, однако принцип действия их аналогичен схемам 1 и схемам 2.

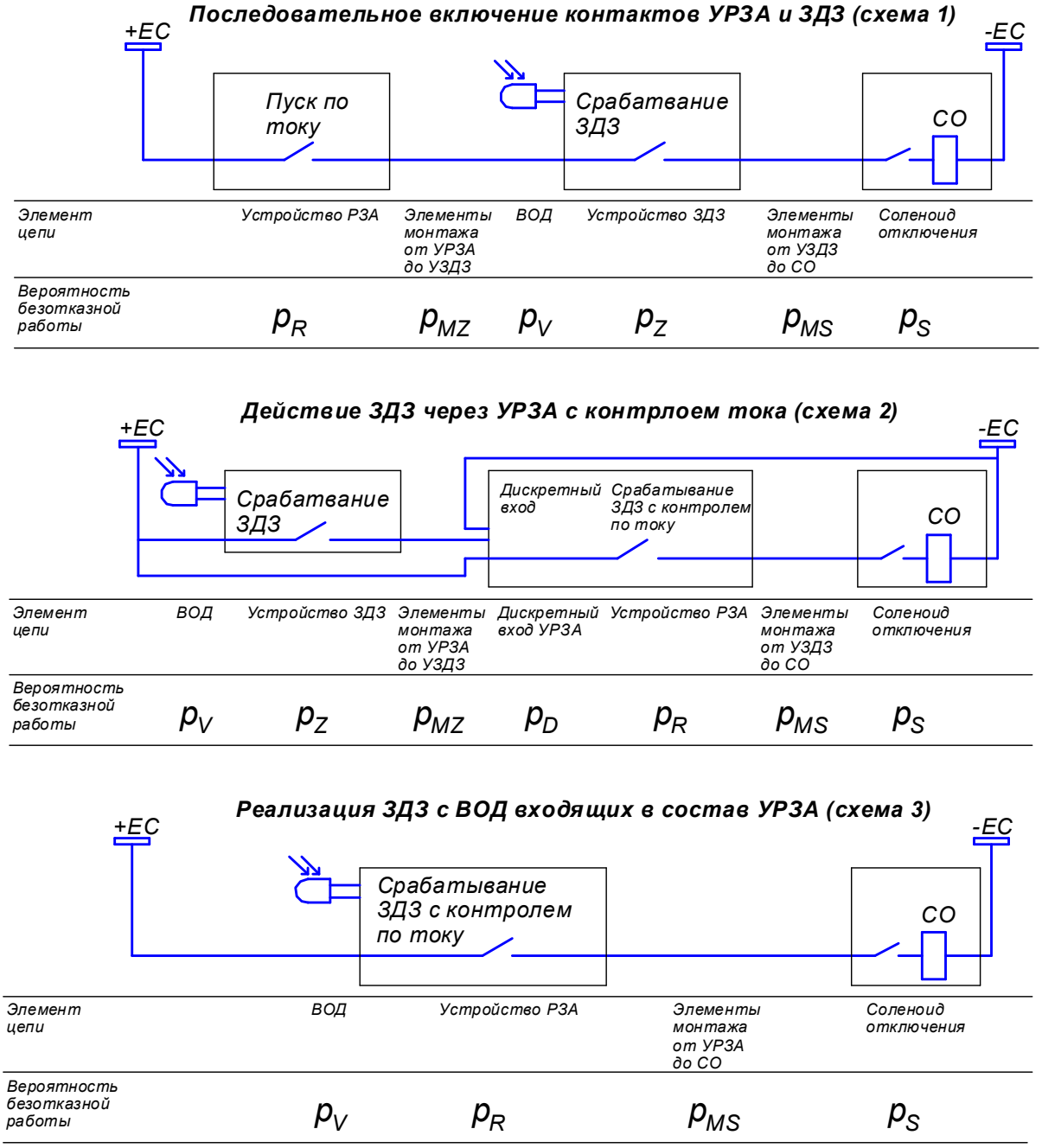


Рис.2. Схемы организации ЗДЗ

Применение схемы 1 ограничено в условиях необходимости сохранения индикации срабатывания датчиков, сохранения фактов срабатывания в журналах событий и передачи их состояния в АСУ ТП. Кроме того необходимы дополнительные цепи на блокировку АПВ в случае ее использования. Общее время действия на отключение в такой схеме равно максимальному из времени срабатывания устройства ЗДЗ или устройства РЗА (с учетом времени действия выходных реле устройств):

$t_{ОТКЛ.1} = max(\ t_{СР.УЗДЗ}; t_{СР.УРЗА})$ (1)

В схеме 2 фиксирование срабатывания датчиков осуществляется устройством РЗА, поэтому хранение их в журнале событий и передача данных в АСУ ТП не вызывает затруднений, кроме того такая схема не требует дополнительного монтажа для блокировок и дополнительных логических цепей, так как они могут быть реализованы программно внутри устройства РЗА. Общее время действия на отключение в схеме 2 равно сумме максимального из времени срабатывания устройства ЗДЗ или устройства РЗА, и времени срабатывания дискретного входа.

$t_{ОТКЛ.2} = max(\ t_{СР.УЗДЗ}; t_{СР.УРЗА}) + t_{вкл.ДВ}$ (2);

В схеме 3 срабатывание датчиков фиксируется непосредственно устройством РЗА, поэтому вопросов по поводу сохранения данных, организация дополнительной логики решается без дополнительного монтажа, так же как и в схеме 2. Время действия на отключение в этом случае равно

$t_{ОТКЛ.3} = t_{СР.УРЗА}$ (3);

что не превышает времени действия аналогично первой схемы.

Для оценки надежности воспользуемся показателем безотказности p_i всех элементов, задействованных на отключение выключателя при дуговом замыкании (управление соленоидом отключения (СО)). Показатель безотказности характеризует вероятность отсутствия отказа (появления неисправности элемента схемы) в определенный момент времени, для идеальных устройств показатель безотказности равен 1, для реальных же устройств показатель безотказности всегда меньше 1. Показатели безотказности различны для разных видов и типов устройств, и зависят от множества факторов, таких как применяемые комплектующие и технологии, качество проведенных работ при установке периодичность обслуживания и др., поэтому в примерах не будут использоваться числовые значения.

Показатели надежности различных схем равны:

$P_1 = p_R \cdot p_{MZ} \cdot p_V \cdot p_Z \cdot p_{MS} \cdot p_S$; (4)

$P_2 = p_R \cdot p_{MZ} \cdot p_V \cdot p_Z \cdot p_{MS} \cdot p_S \cdot p_D$; (5)

$P_3 = p_R \cdot p_V \cdot p_{MS} \cdot p_S$; (6)

, где p_R – вероятность безотказной работы устройства РЗА;

p_{MZ} – вероятность безотказной работы элементов монтажа от УРЗА до УЗДЗ;

p_V – вероятность безотказной работы ВОД (принят одинаковым для УРЗА и УЗДЗ);

p_Z – вероятность безотказной работы УЗДЗ;

p_{MS} – вероятность безотказной работы элементов монтажа от УЗДЗ до СО;

p_S – вероятность безотказной работы СО;

p_D – вероятность безотказной работы дискретного входа УРЗА.

Так как p_i <1 очевидно, что $P_3>P_1>P_2$ а следовательно надежность схемы 3 с устройством РЗА с интегрированными ВОД более высокая.

В пользу решения интеграции ВОД в состав УРЗА можно привести дополнительные доводы:

- стоимость УРЗА с ВОД ниже, чем стоимость отдельных УРЗА и УЗДЗ;
- меньшее количество устройств находящихся в обслуживании;
- сокращенный монтаж устройств, экономия проводов на монтаж, а также полезного объема в релейных шкафах распределительных устройств.

Подводя итог вышесказанному можно предположить, что включение ЗДЗ на ВОД в состав УРЗА получит широкое распространение и подтвердит на практике обоснованность данного решения.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СЕТЕЙ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Савельев С.Г. (ЗАО «РТСофт»)
Павлов А. (ООО «НПП Бреслер»)

С 1992 г. ЗАО «РТСофт» прошло огромный путь, начав его 22 года назад с поставки компонентов и программных продуктов и добившись к 2014 г. ведущих ролей на рынке системной автоматизации.

Основными направлениями деятельности «РТСофт» являются создание информационно-управляющих систем для промышленности и электроэнергетики, разработка программного обеспечения на заказ, поставка и интеграция встраиваемых компьютерных технологий.

В группу компаний «РТСофт» входят инженерно-технические центры, региональные филиалы и представительства (Санкт-Петербург, Москва, Протвино, Воронеж, Чебоксары, Новочеркасск, Самара, Екатеринбург, Красноярск, Хабаровск), собственное производство, учебный центр и издательство. Профессионализм сотрудников, а также долгосрочные стратегические соглашения с зарубежными и отечественными партнерами и поставщиками позволяют «РТСофт» предлагать не только типовые, но и индивидуальные решения для задач любого уровня сложности.

С 2008 г. в рамках бизнес-направления «Автоматизация подстанций» бурно развивается направление релейной защиты и автоматики (РЗА). Тщательно подойдя к выбору основного партнера и продуктовой линейки РЗА, основываясь на опыте работы ведущих западных и отечественных вендоров, в качестве основного партнера была выбрана компания SIEMENS AG и заключено соглашение с российской компанией-представителем ООО «Сименс».

Приоритетным направлением деятельности бизнес-направления являются работы по комплексным поставкам (РЗА+АСУТП) с выполнением полного цикла технологической цепочки, включающей в себя разработку рабочей документации, изготовление и поставку оборудования на объект, проведение пуско-наладочных работ, ввод оборудования в работу, гарантийное и постгарантийное обслуживание, обучение персонала заказчика.

С 2008 г. по 2014 г. осуществлены поставки и введено в работу оборудование РЗА Сименс и АСУТП SMART-SPRECON на следующие объекты: ПС 220 кВ «КИСК», ПС 220 кВ «Раздолинская» МЭС Сибири, ПС 220 кВ «Широкая», ПС 220 кВ «Береговая-2», ПС 220 кВ «Спасск», НПС-38, НПС-40, НПС-41, ПС «Левобережная», ПС 500 кВ «Лозовая» МЭС Востока, Няганская ГРЭС.

Сегодня в стадии реализации продолжаются работы на ПС 220 кВ «Правобережная», ПС «Луч» МЭС Центра, ПС 220 кВ НПС-11, ПС 220 кВ НПС-15, ПС «Благовещенская», ПС «Варваровка», ПС «Призейская», ПС «А», ПС «Б», ПС «Эльгауголь» МЭС Востока, ПС 220 кВ «Кызыльская», ПС «Чадан», ПС 500 кВ «Енисей» МЭС Сибири.

В 2013 г. в целях расширения стратегической сети партнеров мы провели переговоры, в результате которых было достигнуто соглашение о заключении партнерского договора с представительством компании ABB AG – ООО «АББ».

Осознавая большую потребность российского рынка энергетики в конкурентоспособных продуктах и решениях от ведущих российских компаний, в настоящее время мы ведем работу по продвижению РЗА ООО «НПП Бреслер».

Из всей линейки РЗА объектов высокого напряжения остановимся только на самых значимых.

1. ПРОДОЛЬНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА БРЕСЛЕР-0107.530

Устройство «Бреслер-0107.530» предназначено для обеспечения основной защиты с абсолютной селективностью двухконцевых линий электропередачи напряжением 110-220 кВ и содержит полукомплект продольной дифференциальной токовой защиты, трёхступенчатую дистанционную защиту, токовую направленную защиту нулевой последовательности и токовую отсечку.

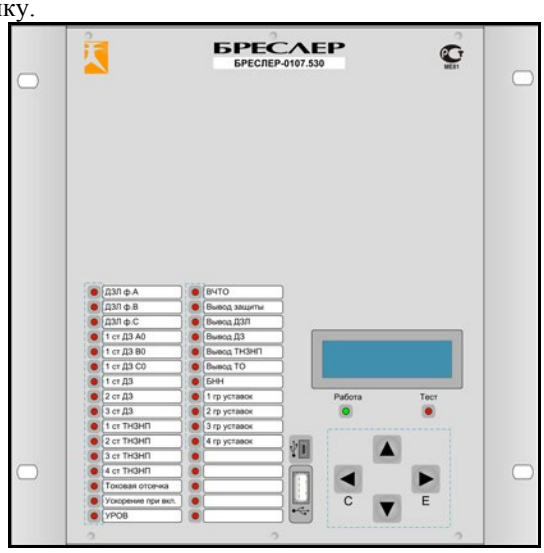


Рис. 1. Внешний вид терминала

Защита состоит из двух полукомплектов, устанавливаемых по концам воздушной линии и связанных друг с другом цифровым каналом связи. Устройство поддерживает два независимых КС, что позволяет значительно повысить отказоустойчивость защиты. Связь между полукомплектами организуется по каналам прямой оптической или мультиплексированной связи.

1.1. Функциональный состав устройства

Защита участка линии электропередачи состоит из двух полукомплектов, которые включают в себя микропроцессорные терминалы релейной части защиты, объединённые друг с другом каналом связи. Каждый полукомплект защиты функционально состоит из продольной дифференциальной защиты, являющейся основной, комплекта резервных защит, включающего:

- дистанционную защиту;
- токовую направленную защиту нулевой последовательности;
- токовую отсечку;

устройства резервирования при отказе выключателя и регистратора аварийных событий.

Принцип действия ДЗЛ основан на сравнении комплексных значений токов каждой из фаз по концам защищаемой линии $\dot{I}_{л1}$ и $\dot{I}_{л2}$ путём вычисления дифференциального тока:

$$\dot{I}_{диф} = \dot{I}_{л1} - \dot{I}_{л2} \quad (1)$$

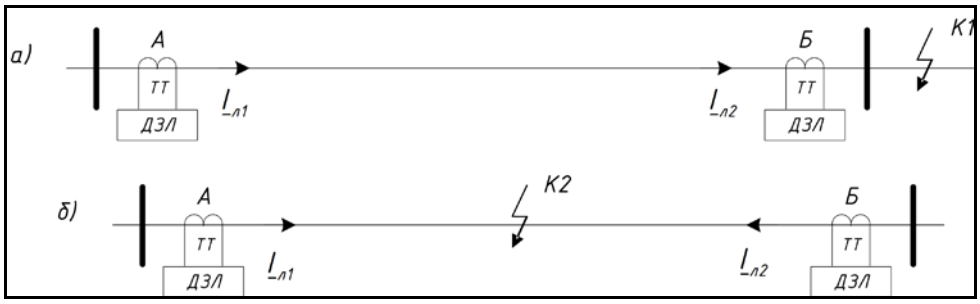


Рис. 1.1. К пояснению принципа действия ДЗЛ
а) – внешнее замыкание; б) – замыкание на защищаемой линии

При внешнем замыкании (Рис. 1.1., а) токи $\dot{I}_{л1}$ и $\dot{I}_{л2}$ направлены в одну сторону, и дифференциальный ток равен практически нулю. При КЗ на защищаемой линии (Рис. 1.1., б) токи $\dot{I}_{л1}$ и $\dot{I}_{л2}$ направлены в противоположные стороны, и дифференциальный ток становится равным их сумме:

$$\dot{I}_{диф} = \dot{I}_{л1} + \dot{I}_{л2}.$$

Обмен комплексными значениям фазных токов, измеряемыми полукомплектами по концам ЛЭП, осуществляется по волоконно-оптической линии связи.

По своему принципу действия продольная дифференциальная защита селективно срабатывает при всех видах замыканий в защищаемой линии и не срабатывает при внешних замыканиях, неполнофазных режимах, реверсе мощности, качаниях, асинхронном ходе, несинхронных включениях и при оперативных переключениях, а также правильно функционирует в режиме опробования линии.

Дистанционная защита основана на проверке попадания комплексного замера сопротивления петли «фаза-земля» или «фаза-фаза» в заданную характеристику срабатывания на комплексной плоскости. Характеристика срабатывания соответствует режиму замыкания на защищаемой ЛЭП и отстроена от нагрузочного режима и внешних КЗ.

Принцип действия токовых защит основан на сравнении модуля тока с заданным порогом срабатывания. Помимо этого в ТНЗНП контролируется направление мощности нулевой последовательности, которая при несимметричных повреждениях в защищаемой линии направлена к месту установки полукомплектов защиты, что обусловлено местом повреждения, а также отсутствием нагрузочной составляющей в напряжении и токе нулевой последовательности.

1.2. Дифференциальная токовая защита

Логика продольной дифференциальной токовой защиты представлена на Рис. 1.2.1. Она включает три измерительных органа по дифференциальным токам фаз $\dot{I}_{диф}$, объединённых по схеме «ИЛИ».

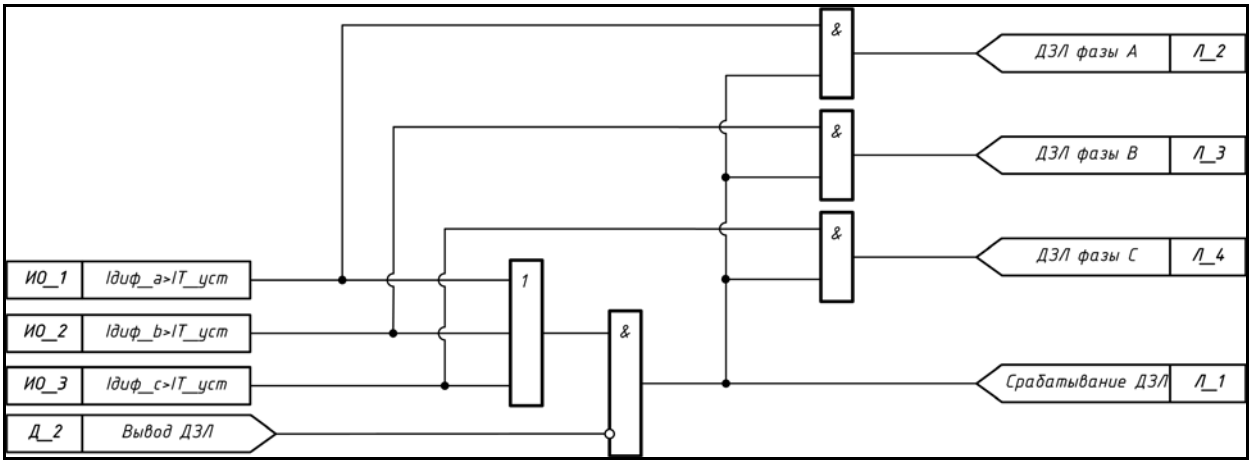


Рис. 1.2.1. Логическая схема продольной дифференциальной токовой защиты

При срабатывании любого из трёх ИО и при условии, что дифференциальная защита оперативным переключением не была выведена (отсутствует внешний логический сигнал «Вывод ДЗЛ»), формируется логический сигнал «Срабатывание ДЗЛ», а также сигналы о срабатывании измерительных органов той или иной фазы: «ДЗЛ фазы А», «ДЗЛ фазы В», «ДЗЛ фазы С».

1.3. Дистанционная защита

В качестве резервной защиты от всех видов замыканий используется дистанционная защита, логическая схема которой представлена на Рис. 1.3.1.

Основными измерительными органами ДЗ являются следующие ИО:

- одна направленная ступень реле сопротивления от замыканий на землю;
- три направленных ступени реле сопротивления от междуфазных замыканий;
- одна ненаправленная ступень реле сопротивления.

Каждая из ступеней дистанционной защиты выдаёт через соответствующую выдержку времени («Тср_1ст_ДЗ» для первой) сигнал о срабатывании («1ст_ДЗ» для первой) при выполнении следующих условий:

- дистанционная защита не была выведена оперативным переключением (отсутствует внешний сигнал «Вывод ДЗ»);
- цепи напряжения исправны (отсутствует логический сигнал «БНН»);
- орган блокировки при качаниях и асинхронном ходе логическим сигналом «Пуск от БК» разрешает работу реле сопротивления.

Первая ступень РС от замыканий на землю вводится в работу программной накладкой «1ст_ДЗ_земля» и дополнительно контролируется следующими измерительными органами:

- ИО по току нулевой последовательности с торможением от тока прямой I_0^T;
- ИО по напряжению нулевой последовательности U_0.

При её срабатывании дополнительно формируются логические сигналы «1ст_ДЗ_А0», «1ст_ДЗ_В0» и «1ст_ДЗ_С0», сигнализирующие о повреждённой фазе.

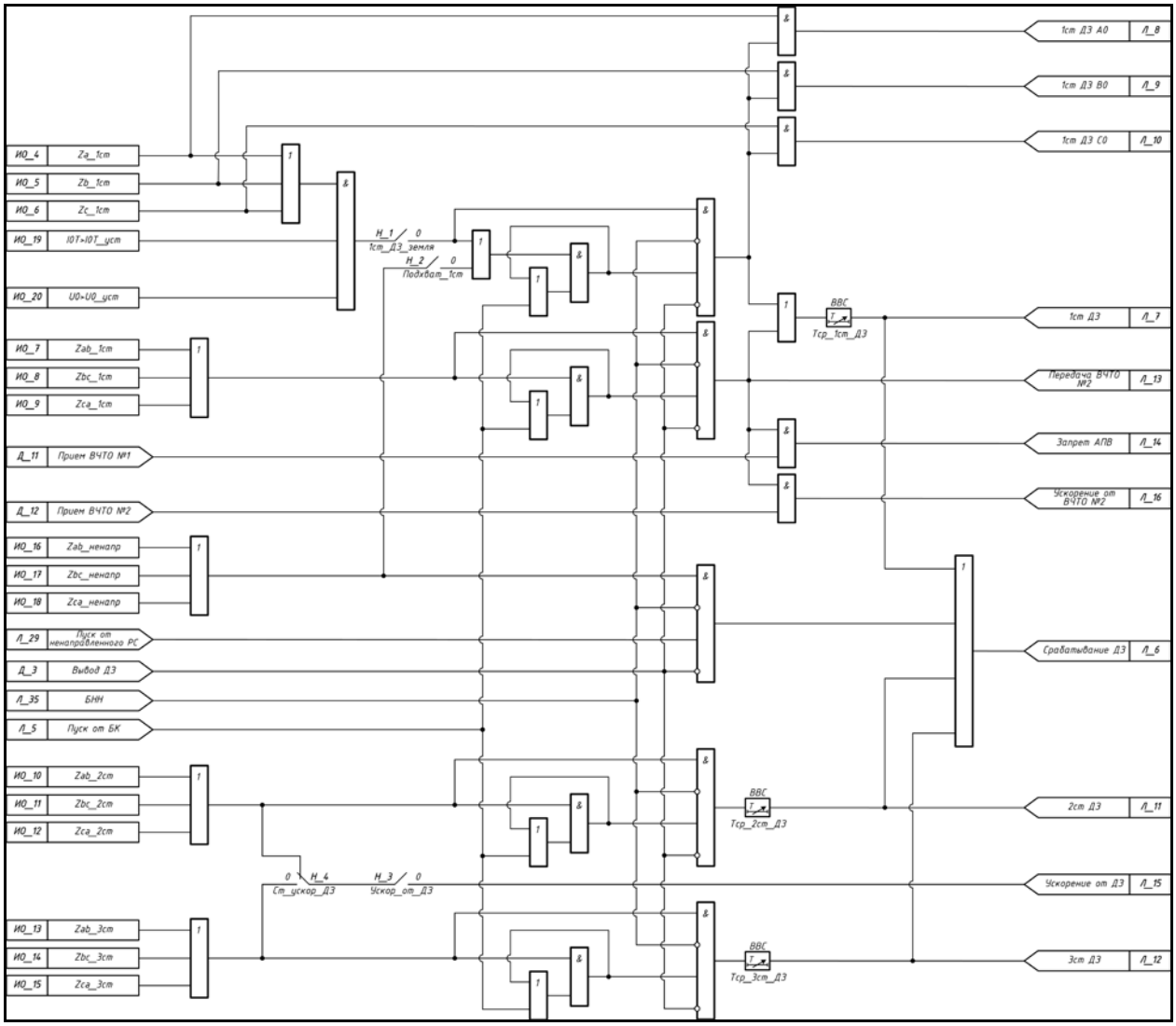


Рис. 1.3.1. Логическая схема дистанционной защиты

Действие первых ступеней дистанционной защиты от земляных и междуфазных замыканий объединяются по схеме «ИЛИ».

Сигнал срабатывания направленных ступеней при разрешающем действии блокировки при качаниях подхватывается до возврата соответствующих РС в исходное состояние. Действие первой ступени реле сопротивления от замыканий на землю при соответствующем положении программной накладки «Подхват_1ст» подхватывается действием ненаправленной ступени.

Каждая из ступеней по схеме «ИЛИ» действует на формирование логического сигнала «Срабатывание ДЗ», сигнализирующего о срабатывании дистанционной защиты. При этом сигнал от ненаправленной ступени РС дополнительно контролируется логическим сигналом «Пуск от ненаправленного РС», выдаваемым логикой ускорения при включении выключателя.

При срабатывании первой ступени дистанционной защиты происходит передача соответствующей команды телеотключения ВЧТО №2 (логический сигнал «Передача ВЧТО №2»). При одновременном получении такой же команды от внешних защит формируется логический сигнал «Ускорение от ВЧТО №2», разрешающий ускоренное действие в режиме опробования линии.

При одновременном срабатывании первой ступени ДЗ и получении команды ВЧТО №1 (внешний сигнал «Прием ВЧТО №1») выдаётся сигнал «Запрет АПВ», запрещающий автоматическое повторное включение ЛЭП.

С помощью программной накладки «Ускор_от_ДЗ» разрешается ускоренное действие на выключатель второй или третьей ступени дистанционной защиты, а накладкой «Ст_ускор_ДЗ» определяется ступень ускорения.

2. НАПРАВЛЕННАЯ ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ ЗАЩИТА БРЕСЛЕР-0107.500

Устройство защиты типа «Бреслер-0107.500» содержит полукомплект направленной высокочастотной защиты линии (далее «ВЧ-защита» или «защита») с абсолютной селективностью и предназначено для защиты двухконцевых или многоконцевых линий электропередачи напряжением 110-330 кВ.

Защита состоит из двух и более полукомплектов, устанавливаемых по концам воздушной линии. Устройство

полукомплекта защиты для одной стороны ВЛ состоит из терминала защиты (релейная часть) и соответствующей аппаратуры ВЧ-связи (высокочастотная часть), обеспечивающей передачу высокочастотных сигналов (ВЧ-сигналов) на другую сторону защищаемой линии (или другие стороны, если это обусловлено условиями обеспечения селективности) по фазным проводам или по проводящим тросам (Рис. 2.).

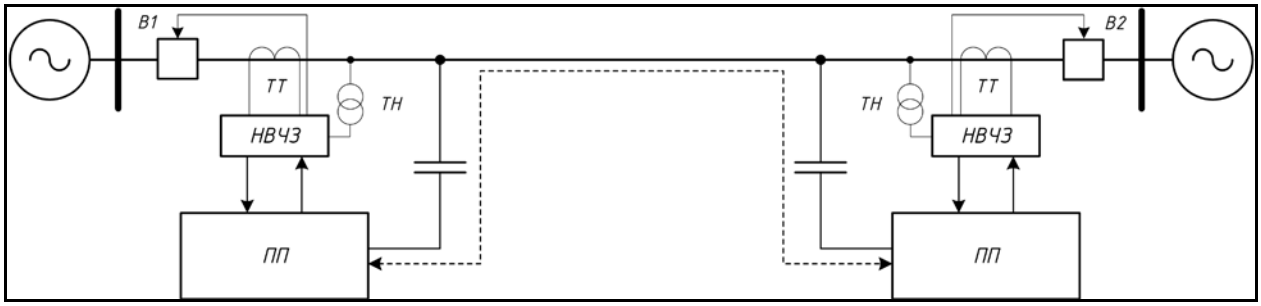


Рис. 2. Взаимодействие полукомплектов защиты

В состав релейной части входит микропроцессорный терминал «Бреслер-0107.500». Высокочастотная часть защиты состоит из приёмопередатчика, аппаратуры, а также канала (линии) связи и соответствующей высоковольтной части. Приёмопередатчик обеспечивает автоматический контроль канала связи.

Устройство предназначено для совместной работы с ВЧ-приёмопередатчиком ПВЗУ-Е. Установка и монтаж высокочастотной аппаратуры на шкаф должны производиться непосредственно на месте эксплуатации шкафа в соответствии с РЭ.

Принцип действия защиты основан на косвенном сравнении направления мощности обратной последовательности по концам защищаемой линии посредством ВЧ-сигналов, передаваемых по каналам связи. Передача блокирующих ВЧ-сигналов осуществляется по защищаемой линии с одного конца на другой посредством токов высокой частоты по каналу, в качестве которого используется защищаемая линия.

Мощность обратной последовательности при несимметричных повреждениях в защищаемой линии направлена к месту установки полукомплектов защиты (при симметричных КЗ мощность прямой последовательности направлена, напротив, от шин в линию), что обусловлено местом повреждения, а также отсутствием нагрузочной составляющей в напряжении и токе обратной последовательности. В случае работы на линиях с тяговой нагрузкой вышеупомянутое условие обеспечивается использованием измерительных органов, работающих по приращению электрических величин.

В начальный момент возникновения повреждения срабатывают блокирующие измерительные органы, обеспечивая тем самым ускоренный пуск приёмопередатчика, который посылает блокирующий сигнал на противоположный конец линии. После срабатывания отключающих ИО, имеющих более грубые уставки по сравнению с блокирующими, блокирующий ВЧ-сигнал снимается тем полукомплектом защиты, для которого мощность обратной последовательности направлена к шинам в случае несимметричных КЗ, либо мощность прямой последовательности направлена в линию при симметричных КЗ. В случае повреждения на защищаемой линии блокирующие ВЧ-сигналы отсутствуют, и каждому из полукомплектов разрешается действовать на отключение выключателя. При КЗ «за спиной» одного из полукомплектов останова приёмопередатчика на соответствующем конце линии не происходит, и тем самым блокируются оба полукомплекта защиты.

Защита селективно срабатывает при всех видах замыканий в защищаемой линии и не срабатывает при внешних замыканиях, неполнофазных режимах, реверсе мощности, качаниях, асинхронном ходе, несинхронных включениях и при оперативных переключениях, а также правильно функционирует в режиме опробования линии.

Интеграция в АСУТП всех устройств РЗА линейки Бреслер--0107.5хх осуществляется по стандартным международным протоколам IEC 60870-5-103, 60870-5-104, 61850-8-1.

Терминалы обладают гибкой, свободно-конфигурируемой логикой, позволяя подойди к реализации индивидуально, согласно требованиям каждого заказчика.

[1] БРСН.656122.530 РЭ. Продольная дифференциальная токовая защита БРЕСЛЕР-0107.530. Руководство по эксплуатации.

[2] БРСН.656122.500 РЭ Направленная высокочастотная защита БРЕСЛЕР-0107.500, Руководство по эксплуатации.

ИНЖЕНЕРНОЕ ПО КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА

Макаров А.В. (ООО «ИЦ Бреслер»)

В связи с методичной заменой морально и, как правило, физически, устаревших электромеханических устройств релейной защиты и автоматики на устройства на микропроцессорной элементной базе ставит перед эксплуатирующим персоналом новые вопросы. Наличие большого количества зарубежных и отечественных производителей устройств МП РЗА ведет к потребности новых знаниях и навыках эксплуатации и обслуживания. Значительные отличия «идеологии» каждого производителя, преподносимые ими как уникальные конкурентные преимущества, приводят к фактическому повышению трудозатрат сотрудников служб РЗА.

Предприятия электроэнергетики и производители МП РЗА уделяют много внимания решению проблемы повышения квалификации эксплуатирующего персонала путем обучения и аттестации применению нового оборудования, но многие вопросы остаются без внимания. Основным из них является повышение квалификации специалистов по выбору параметров срабатывания устройств РЗА. Именно расчетчики первыми сталкиваются с различиями в алгоритмов измерительных органов, внутренней логики и способу подачи описания устройств в заводской документации. Моделирование и расчет уставок, выбор накладок или требований к оформлению гибкой логики, оформление бланка уставок для каждой новой линейки устройств – качество этих работ является определяющим в обеспечении правильной работы устройств РЗА.

Программное обеспечение, поставляемое производителями вместе с устройствами, отвечает за ввод и контроль корректности передаваемых устройству параметров. Проверка корректности в нем, как правило, ограничивается контролем допустимого диапазона, а содействие выбору параметров срабатывания ограничивается визуализацией характеристик.

Процесс передачи «несвойственных» функций расчетов от филиалов СО ЕЭС субъектам энергетики повысил актуальность проблемы. Предприятия, ранее отвечавшие лишь за выбор уставок собственных нужд, сталкиваются со значительно более сложными защитами высокого напряжения, как правило, не имея квалифицированного в этой области персонала. Расширение штата СРЗА затруднено вследствие двух факторов: ставку специалиста по расчетам сложно обосновать экономически, а если такую ставку удается получить, то специалистов по расчетам на рынке труда крайне мало, а нанять готового специалиста с опытом параметрирования устройств, применяемых предприятием, практически нереально.

Значительные трудозатраты и общая срочность работ позволяют говорить о целесообразности автоматизации этих процессов. Проводя аналогии, сегодня практически не осталось предприятий, в которых не автоматизированы близкие по характеру работ бухгалтерия и экономическое планирование.

Другая проблема, первопричиной которой является многообразие эксплуатируемых устройств РЗА – проблема учета эксплуатируемого оборудования. Список устройств РЗА, ПА и ЭА для составления периодических отчетов 17- и 18-энерго, инвентаризационный список шкафов, панелей и терминалов РЗА, список установленных терминалов со специфической регламентной работой (как замена батарейки в часах) – один и тот же список при определенной его организации. Однако, отсутствие утвержденного способа всестороннего учета устройств РЗА, разрозненность в постановках задач, срочность и отсутствие ресурсов на формирование исчерпывающего списка приводят к много бо`льшим трудозатратам и невозможности долговременного планирования и выявления тенденций. Выявление тенденций, возможное при организации системы учета устройств РЗА, наиболее действенный способ предотвращения неправильных действий устройств РЗА, вызванных неисправностями самих устройств. Также, при реализации универсальной системы учета устройств РЗА возможна реализация автоматического планирования технического обслуживания устройств РЗА, основанная как на текущем принципе обязательных периодических работ, так с учетом случаев правильной работы.

За прошедшие годы в электроэнергетической отрасли неоднократно проходили реорганизации, в ходе каждой из них менялась система обмена данными между субъектами электроэнергетики. Традиционно передача данных основана на предоставлении периодических отчетов, каждое изменение в которых ведет к дополнительным трудозатратам.

Комплекс проблем РЗА, включающий параметрирование и постоянно растущую нагрузку по составлению отчетов и обмену данными между субъектами электроэнергетики, требование повышения оперативности бригад РЗА в во время гроз, ледяных дождей и иных природных явлений, и многие другие проблемы имеют общее решение – автоматизация.

Автоматизация труда активно применяется в смежных областях: корпоративном документообороте, оперативно-диспетчерском управлении, планировании и анализе режимов, и даже испытании устройств РЗА. При этом внедрение средств автоматизации труда специалистов РЗА позволит не только высвободить ресурсы для выполнения задач, не подлежащих автоматизации, но также повысит их качество, страхуя специалистов от досадных ошибок.

Решения ООО «ИЦ Бреслер» в области автоматизации задач специалистов РЗА являются одними из наиболее распространенных в энергетике РФ. Мы продолжаем развивать наш комплекс программного обеспечения с целью повышения оперативности и снижения трудозатрат специалистов РЗА.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Макаров Андрей Владимирович – заведующий отделом сопровождения ПО ООО «ИЦ Бреслер», руководитель продуктов PSC, ПК Служба РЗА, ТКЗ++.
Адрес электронной почты: makarov_av@ic-bresler.ru.

ПОРТАТИВНЫЙ АНАЛИЗАТОР ПАРАМЕТРОВ ПЕРЕДАЧИ GOOSE-СООБЩЕНИЙ И SV-ПОТОКОВ

Широков М.В. (ООО «Аналитик-ТС»)

1. ПРЕДПОСЫЛКИ К СОЗДАНИЮ ПРИБОРА

Внедрение стандарта МЭК 61850 должно сопровождаться появлением простых в использовании приборов, предназначенных для контроля параметров передачи сообщений реального времени между устройствами цифровой подстанции. Можно перечислить следующие важные предпосылки данного утверждения:

1. Отсутствие общепринятой сквозной технологии проектирования ЦПС и развертывания оборудования, обеспечивающей гарантированное время передачи сообщений GOOSE и SV между устройствами и требуемый уровень надежности.
2. Влияние "человеческого фактора" в обеспечении согласованной настройки ИЭУ и коммутаторов сети Ethernet.
3. Необходимость сопряжения устройств РЗА различных производителей при отсутствии информации о некоторых важных деталях внутренней реализации.
4. Исследовательский характер многих проектов по внедрению стандарта МЭК 61850, вызывающий необходимость в удобных средствах обнаружения ошибок в непредвиденных ситуациях.

В настоящее время активно развивается класс приборов, выполняющих на цифровой подстанции роль, аналогичную мультиметрам при контроле традиционным кабельных связей [2]. Одним из таких приборов является новая разработка ООО «Аналитик-ТС» AnCom РЗА-Тест/GOOSE.

2. ОСОБЕННОСТИ ПРИБОРА

Прибор обеспечивает обнаружение, декодирование и контроль ошибок GOOSE сообщений, а также формирование заданных последовательностей сообщений GOOSE по двум портам Ethernet 10/100/1000 Мбит/с. Формирование сообщений и контроль параметров принятых сообщений могут выполняться на основании описаний, считанных из файлов конфигурации .CID или SCD.

Прибор обеспечивает определение статистических параметров, характеризующих нагрузку и количество ошибок в сети Ethernet, а также интенсивность обмена, количество событий и количество ошибок приема GOOSE сообщений.

Принятые сообщения GOOSE индицируются на экране управляющего Android-планшета в виде компактной цветной таблицы, позволяющей оперативно воспринимать информацию о параметрах сообщений, изменении сигналов и об обнаружении ошибок.

Формируемые прибором сообщения GOOSE во время настройки делятся на две категории в зависимости от способа их использования при готовящейся проверке:

1. Сообщения реального времени с высокой точностью формирования временной последовательности передачи.
2. Фоновые синтаксически правильные сообщения, предназначенные для создания требуемого уровня загрузки сети (Not Subscribed).

Поток фоновых сообщений может формироваться в виде пачек сообщений с минимальным разрывом (interpacket gap) между пакетами в пачке и программируемым интервалом между пачками. Уменьшение интервала между пачками обеспечивает заполнение канала Ethernet пакетами фоновых сообщений вплоть до 100% пропускной способности. Сообщения реального времени обладают приоритетом передачи и вставляются в ближайший разрыв между пакетами фоновых сообщений, если осуществляется совместная передача двух типов сообщений через один Ethernet-порт прибора. Сообщения реального времени могут формироваться прибором с заданными ошибками нумерации и задержками ретрансмиссии.

Прибор может осуществлять запись последовательности GOOSE сообщений во внутреннюю память. Параллельно ведется подсчет показателей сетевой активности и количества ошибок сети, а также показателей активности GOOSE и количества ошибок GOOSE, распределенных по секундным, минутным и часовым интервалам. Последовательность сообщений записывается совместно с накопленными секундными, минутными и часовыми показателями.

Обеспечивается построение диаграмм временных зависимостей с возможностью визуального сопоставления интересующих графиков и подсчет статистических характеристик (среднее или медиана, дисперсия, доверительный интервал) для временных задержек, указанных пользователем.

Прибор выполнен в виде малогабаритного приборного блока с двумя Ethernet-портами и разъемом для подключения устройства синхронизации времени по GPS/Глонас. Управление приборным блоком осуществляется с помощью Android-планшета по радиоканалу Bluetooth и не оказывает побочного влияния на объекты измерений в сети:

Рисунок 1 Приборный блок анализатора AnCom РЗА-Тест/GOOSE с управляющим планшетом.

Данные сохраняются в памяти приборного блока, управляющий планшет можно выключить после начала проверки и включить вновь только для индикации результатов. При долговременных проверках питание приборного блока осуществляется от сети.

3. ВОЗМОЖНОСТИ ПРИБОРА ПО ИССЛЕДОВАНИЮ УСТРОЙСТВ РЗА

Прибор позволяет выполнить проверку быстродействия передачи GOOSE-сообщений в соответствии с требованиями стандарта IEC 61850-10 и методикой UCA [3]. В данной проверке прибор заменяет исследовательский комплекс, состоящий из симулятора GOOSE-сообщений, сетевого анализатора трафика (сниффера) с функцией точной фиксации времени приема пакетов и ПО постобработки принятых сообщений.

Дополнительно может быть выявлена зависимость времени передачи GOOSE от количества подписанных и не подписанных сообщений, а также от интенсивности обмена и от структуры dataset сообщений, поскольку о существовании подобной зависимости упоминают разработчики коммуникационных стеков. По данным SystemCorp, например, время передачи GOOSE-сообщений одной из версий стека IEC61850 увеличивается при «определенной сетевой нагрузке» с 0.62 мс до 1.25 мс, но условия этих испытаний не детализируются [4].

Прибор позволяет выполнить проверку сохранения работоспособности ИЭУ при экстремальном информационном всплеске со 100% загрузкой пропускной способности Ethernet и последующей нормализацией трафика. Таким способом можно оценить устойчивость устройств РЗА к гипотетической DoS-атаке.

Нужно отметить следующие полезные возможности прибора при проверках общей работоспособности ИЭУ и проверках прохождения тестовых воздействий:

1. Возможность формирования GOOSE-сообщений с произвольной структурой dataset во встроенном редакторе на базе спецификаций классов общих данных (CDC) или с помощью ввода SCL-описаний из файлов конфигурации.
2. Отображение принятых значений атрибутов данных в виде таблицы именованных значений с выделением обнаруженных изменений цветом.
3. Построение графиков значений атрибутов базовых типов с учетом Quality.
4. Возможность проверки реакции устройства на получение GOOSE-сообщений с ошибками нумерации или задержками ретрансмисии.

4. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОХОЖДЕНИЯ СООБЩЕНИЙ ПО СЕТИ ЦПС

Прибор позволяет выполнять проверки, связанные с контролем доставки сообщений. Примером такой проверки является контроль наличия всех требуемых сообщений в точке подключения в соответствии с описанием в SCL-файлах конфигурации, а также отсутствие приема «лишних» сообщений. В ходе проверки обеспечивается оперативный или долговременный (сутки и более) контроль ошибок приема GOOSE-сообщений и сбор статистических параметров, характеризующих загрузку и количество ошибок сегмента сети Ethernet. Использование аппаратной фильтрации по MAC-адресам и/или значениям VLAN может оказаться полезным при обработке большого количества сообщений в сети вида «общий котел». Данная проверка может выполняться при периодической загрузке сети интенсивным потоком фоновых сообщений, имитирующих сетевой шторм. Общее количество ошибок приема сообщений (ошибки нумерации и задержки), а также факт отсутствия доставки требуемых сообщений наглядно отображается в таблице результатов. По результатам проверки может быть сформирован текстовый отчет.

Прибор может комплектоваться сетевым отводом (Ethernet Tap) для подключения в один и тот же порт коммутатора сети ЦПС вместе с исследуемым ИЭУ. В этом случае исходящий и входящий трафик ИЭУ будет приниматься двумя разными Ethernet-портами прибора.

Прибор можно использовать для проверок настройки коммутаторов Ethernet, предназначенных для передачи сообщений с тэгом 802.1Q:

1. Формирование интенсивных потоков сообщений с различными приоритетами и VLAN на портах коммутатора позволяет создавать очереди обслуживания и оценить наличие QoS.

2. Загрузка сети потоком сообщений, относящихся к различным VLAN, позволяет контролировать правильность их доставки по требуемым портам и отсутствие доставки «лишних» сообщений.
3. Проверка времени восстановления сети по RSTP при единичном отказе коммутатора выполняется измерением времени прекращения приема GOOSE-сообщения, постоянно передаваемого с периодом 1 мс. Проверка может быть дополнена периодической загрузкой сети интенсивным потоком фоновых сообщений, что можно считать вариантом имитации отказа коммутатора в момент сетевого шторма.

5. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Анализатор впервые был представлен на выставке «Электрические сети России» в декабре 2013 с ограниченным набором функций. В настоящее время реализуется запланированный функционал прибора в части одновременного формирования и анализа GOOSE-сообщений и потоков Sampled Values.

ЛИТЕРАТУРА

[1] И.Н. Николаев, Н.В. Подшивалин (ООО «ИЦ «Бреслер», Россия) Практические аспекты эксплуатации устройств РЗА в условиях применения стандарта IEC 61850, Сборник докладов РЗА 2013

[2] Иванов Ф.А. (ЗАО «ЭнЛАБ») Современные приборы для проверки устройств РЗА и другого оборудования ПС в соответствии со стандартом МЭК 61850, Сборник докладов РЗА 2012

[3] Test procedures for GOOSE performance according to IEC 61850-5 and IEC 61850-10.Baden, February 14, 2011

[4] SystemCorp_c, 2012. New IEC 61850 Beck DK-61 Library Release, https://www.systemcorp.com.au/news/83-iec-6185-beck-dk-61-library-release.html

[5] Ingram, David M.E., Schaub, Pascal, Campbell, Duncan A., & Taylor, Richard R. (2013) Assessment of real-time networks and timing for process bus applications. In Cigré SEAPAC 2013 South East Asia Protection and Automation Conference, 12-13 March 2013, Brisbane, Queensland, Australia.

Информация об авторе:

Широков Михаил Васильевич, ведущий специалист ООО «Аналитик-ТС», Москва.

НОВЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ШКАФОВ УПРАВЛЕНИЯ УСТРОЙСТВАМИ РЗА.

Авторы: А.А. Балетинских, Д.В. Шаклеин. (ООО УРАЛЭНЕРГОСЕРВИС)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Микропроцессорные устройства, сигнализация, мониторинг, регистраторы аварийных событий (РАС), интерфейсы передачи данных, каналы высокочастотной связи, релейная защита и противоаварийная автоматика, шкафы УПАСК.

ВВЕДЕНИЕ

ООО «УРАЛЭНЕРГОСЕРВИС» с 2007 года занимается разработкой и внедрением шкафов управления аппаратурой передачи команд противоаварийной автоматики типа ШЭ-200/500, Шкаф ПА. Модернизацию и оптимизацию существующих решений в отношении схем и функционала необходимо проводить непрерывно, особенно остро этот вопрос встает при современной модели организации объединения, интеграции и единого управления объектами электрического хозяйства, когда известно направление будущего развития энергосистем в сфере обмена данных – модель цифровой подстанции , а именно применение единого (унифицированного) протокола обмена данными IEC 61850.

К настоящему времени, микропроцессорная техника широко используется в качестве устройств релейной защиты элементов электрической сети и противоаварийной автоматики. Устройства РЗА на базе микропроцессоров наделены функцией регистратора состояния своих входных и выходных сигналов для возможности последующего анализа поведения устройства при возмущениях в первичной сети. Тем не менее, остается актуальной необходимость *независимой* регистрации наиболее важных сигналов, что осуществляется указательными реле и общеподстанционными РАС.

Сфера применения электромеханических указательных реле ограничена, поскольку габариты реле значительны и не позволяют разместить достаточное их количество при большом числе регистрируемых сигналов. Точность фиксации времени срабатывания указательного реле (возникновения сигнала) явно недостаточна, так как определяется длительностью периода опроса состояния его контактов контроллером АСУ ТП. Кроме того, возможность передачи (в АСУ ТП) информации о состоянии каждого из указательных реле в отдельности - требует дополнительных затрат.

Регистрация (сбор) и передача информации об изменении состояния ключей управления и промежуточных реле, о возникновении сигналов во входных и выходных цепях устройств РЗА, может выполняться компактным, независимым устройством. Важным дополнением к такому устройству должна быть панель индикации, позволяющая отображать достаточное количество сигналов и обеспечивающая простоту и удобство чтения информации для оперативного персонала. Неотъемлимой частью любого мониторинга и сбора информации является передача данных по адресату (АСУ ТП) и препятствием этому может стать многообразие существующих протоколов обмена. Реализация такой задачи может затянуться по причинам сложных процедур доработки существующих микропроцессорных терминалов, сертификации, аттестации, но есть другой способ решения этой проблемы – создание нового устройства способного осуществить обмен информацией в обоих направлениях, охватывающего широкий диапазон существующих протоколов обмена, в том числе стандарт IEC 61850. Таким устройством, исходя из поставленных задач, можно снабдить как существующие микропроцессорные устройства в составе шкафов ЩУ, так и вновь внедряемую аппаратуру.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Микропроцессорное устройство БЛИК (см. таблица 1) – блок индикации дискретных сигналов - предназначено для установки в шкафах или на панелях станционных / подстанционных релейных щитов.

БЛИК обеспечивает:
- Регистрацию и визуализацию дискретных сигналов, возникающих во входных цепях устройств РЗА и фиксацию изменения состояния выходных реле и элементов управления, располагающихся в шкафу (на панели).
- Контроль исправности оборудования шкафа и формирование внешней предупредительной сигнализации с использованием свободно программируемой логики.
- Контроль положения элементов управления в электрической схеме шкафа.
- Регистрацию отклонений от номинального значения уровня напряжения оперативного тока в цепях питания контролируемых устройств РЗА.
- Передачу информации по регистрируемым событиям в АСУ ТП.

Функционально, БЛИК замещает традиционно применявшиеся электромеханические указательные реле (до 64-х, в одном изделии) в части фиксации импульсных сигналов управления. При этом, независимая регистрация времени возникновения (исчезновения) сигнала и изменения положения ключей в схеме управления дает дополнительную информацию для анализа действий устройств РЗА и оперативного персонала.

БЛИК может применяться как на действующих реконструируемых, так и на вновь проектируемых электрических подстанциях всех классов напряжения (в т.ч., без постоянного дежурства оперативного персонала).

Интерфейсы БЛИК:
- до 64 потенциальных дискретных входов для фиксации сигналов в цепях управления 220/110 В;
- до 128 входов контроля состояния «сухих» контактов реле и элементов управления шкафа (положения переключателей);
- два независимых входа для контроля уровня напряжения в электрической цепи с возможностью раздельной настройки уставок срабатывания;
- один интерфейс RS232 - для подключения к централизованной системе синхронизации времени по сигналам GPS/ГЛОНАСС;
- один интерфейс RS485 - для подключения к сегменту сети сбора информации в АСУ ТП по протоколу ГОСТ Р МЭК 870-5-101-2001;
- один интерфейс USB – для подключения ПК с целью настройки программируемых параметров изделия, обновления ПО, чтения Журнала событий;
- порт питания от источника 220 (110) В постоянного / выпрямленного тока.

Технические характеристики БЛИК:
- встроенные часы реального времени с возможностью GPS синхронизации времени по протоколу NMEA (через RS232);
- энергонезависимая память – ЭНП, не менее 2000 событий;
- непрерывный автоматический контроль работоспособности (тестовый контроль и самодиагностика) в течение всего времени работы;
- регистрация событий (в ЭНП) изделия с дискретностью 1 мс;
- конфигурирование функций, настройка установок и параметров посредством ПК, а также просмотр заданных настроек с помощью клавиатуры и табло, расположенных на встроенной панели управления;

- отображение состояний нескольких (от двух до четырех) устройств РЗА на отдельных модулях светодиодной индикации (МСИ);
- 32 сигнальных светодиода в одном МСИ;
- карман для шильдика с наименованием контролируемого устройства и подсветкой на каждом из модулей МСИ;
- сброс индикации сигналов отдельной кнопкой для каждого МСИ;
- возможность включения светодиодной индикации при отсутствии основного питания БЛИК с переключением на питание от встроенного накопителя;
- возможность считывания журнала событий при отключении штатного источника питания и полном разряде накопителя (питание ЭНП от ПК, через порт USB);
- кнопочная клавиатура со стрелочным полем навигации;
- большой графический дисплей;
- возможность сохранения в памяти и отображения на ЖКИ полного наименования (в текстовом виде) для каждого контролируемого сигнала или цепи.

БЛИК имеет блочную конструкцию и размещается в отдельном корпусе высотой 6U или 3 U (Lite версия).
Конструкция БЛИК обеспечивает:
- Параметры ЭМС в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51317.6.5-2006
- Безопасность в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0-75
- Устойчивость к воздействию механических факторов ГОСТ 17516.1-90, ГОСТ 23216-78 для группы механического исполнения М40 по ГОСТ 17516.1-90
- Устойчивость к воздействию механических факторов при транспортировании по нормативам ГОСТ 23216-78 для группы «С».
- Устойчивость к воздействию климатических факторов для типа климатического исполнения УХЛ 4.2 по ГОСТ 15150-69.
- Степень защищенности оболочки не менее IP 20.

АГАТ – конвертор протоколов передачи данных (см. Таблица 1).
Предназначен для интеграции устройств с разнородными интерфейсами и протоколами обмена в сегмент сети передачи данных единого унифицированного формата IEC 61850.

Основными функциями конвертера являются:

- организация обмена данными между сегментами (участками) информационной сети, использующими различные протоколы;
- преобразование скорости передачи;
- преобразование формата сообщений;
- преобразование среды передачи;

АГАТ может применяться в составе автоматизированных систем:

- релейной защиты и противоаварийной автоматики энергосистем (РЗ и ПА);
- управления технологическим процессом (АСУ ТП);
- оперативно-диспетчерского управления (АС ОДУ);
- учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Аппаратура (название)	Внешний вид	Особенности конструктива
Обновленный ПВЗУ-Е		Габаритные размеры не изменены. При необходимости приема/передачи 4 команд необходимо поставить -1 блок!
БЛИК		Размер – 19 (6U или 3U)
АК ТриТОН		Размер – 19 (6U)
АГАТ		Размер – 1 U

Табл. 1: Внешний вид аппаратуры

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рациональное решение задач по организации мониторинга устройств РЗА (в т.ч. УПАСК), независимой регистрации и визуализации прохождения сигналов может обеспечиваться внедрением специализированных устройств, например, блока индикации дискретных сигналов типа БЛИК.

Проблема передачи данных от устройств с разнородными интерфейсами и протоколами обмена в сегмент сети передачи данных единого унифицированного формата IEC 61850 может быть решена при помощи конвертора протоколов передачи АГАТ.

ЛИТЕРАТУРА

СТО 56947007-29.130.01.092-2011. Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления.

ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕМЕЖАЮЩИХСЯ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

Петров И.М. (ООО «АББ»)

Одной из особенностей распределительных сетей 6-35 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью являются малые токи замыкания на землю. Их величина может составлять от нескольких ампер до нескольких десятков ампер. Наиболее распространенными замыканиями на землю в данных сетях являются перемежающиеся замыкания.

Перемежающееся замыкание – замыкание, при котором поврежденная фаза подключается к земле через сопротивление дуги, а затем через непродолжительное время, находящееся в пределах от долей до десятков миллисекунд, отключается от земли. Такое чередование пробоев и погасаний может продолжаться очень долго, до 30 минут и более. Перемежающееся замыкание значительно опаснее, чем металлическое замыкание, как тем, что оно вызывает повреждение оборудования, в котором возникла дуга, так и перенапряжениями, которые она инициирует. Поэтому для всех земляных защит должно быть обязательным требование селективной работы при перемежающихся замыканиях. Это требование обеспечивается направленным действием защиты (Рис. 1).

Основными причинами появления такого типа замыкания являются износ кабеля из-за динамического воздействия тока которого замыкания или в результате старения кабеля из-за постепенного проникновения влаги в изоляцию кабеля. Повреждение возникает, если фазное напряжение превышает уровень стойкости изоляции в точке повреждения, и первый раз гасится по мере падения тока до нуля в соответствии с Рис. 1. В результате имеют место очень короткие переходные процессы, т.е. быстрые изменения формы импульсных бросков тока нулевой последовательности (Io) и напряжения нулевой последовательности (Uo), которые можно измерять.

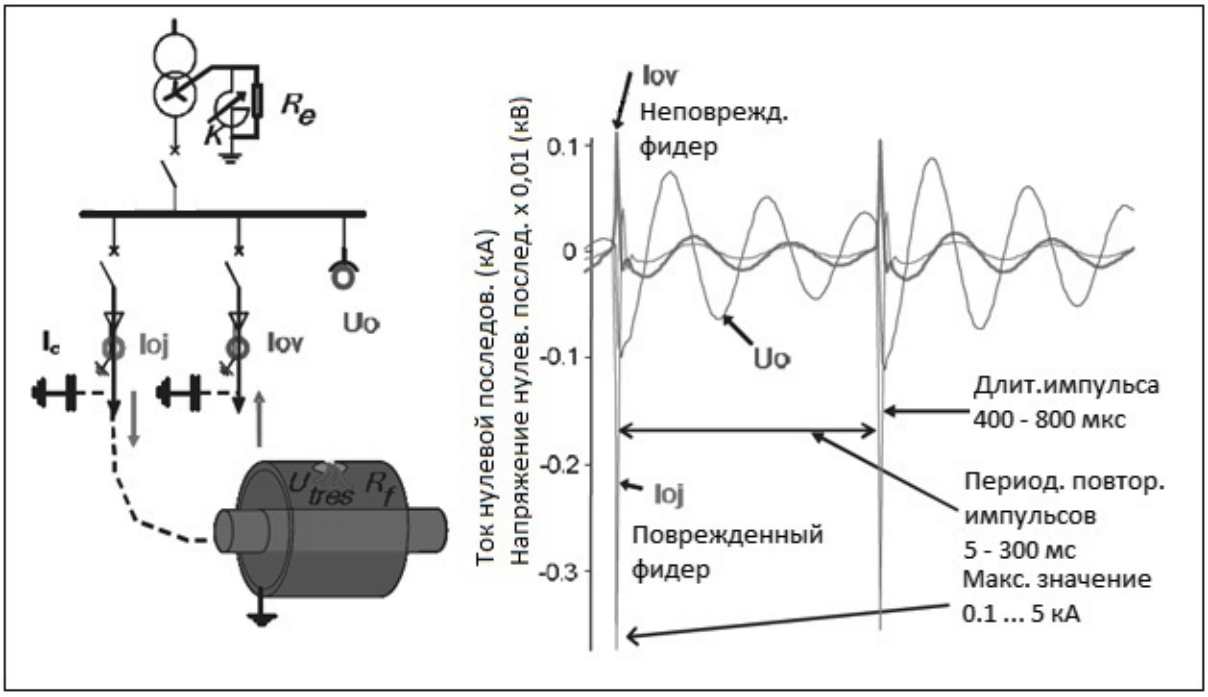


Рис. 1. Распределение токов и напряжений при перемежающихся замыканиях

Если повреждение установившееся (переходное), то можно измерить начальные ток и напряжение переходного процесса при коротком замыкании, тогда как при перемежающемся повреждении создаются повторяющиеся переходные процессы.

Несколько факторов влияют на значение и частоту тока при переходных замыканиях – угол между током и напряжением в момент повреждения, место повреждения, сопротивление в точке повреждения и параметры линий и трансформаторов. При возникновении замыкания напряжение поврежденной фазы уменьшается и соответствующая емкость разряжается на землю. В то же время напряжения неповрежденных фаз увеличиваются и емкости заряжаются.

Компания АББ предлагает устройства семейства Relion, которые наряду с традиционными защитами от замыканий на землю имеют дополнительную ступень защиты от перемежающихся/переходных замыканий на землю, основанную на учете всплесков тока на напряжения. Обнаружение повреждений идет по сигналам тока и напряжения нулевой последовательности путем постоянного контроля переходных замыканий.

Для срабатывания защиты от перемежающихся замыканий необходимо выполнение следующих условий: количество обнаруженных переходных процессов превышает уставку минимального количества всплесков; значение таймера, в течение времени которого происходят замыкания, достигло параметра «Время срабатывания»; во время цикла возврата был обнаружен один дополнительный переходный процесс.

Для срабатывания защиты в режиме от переходных замыканий на землю (Рис. 2.) необходимо: обнаружение переходного режима с контролем уровня напряжения нулевой последовательности; значение таймера достигло параметра «Время срабатывания».

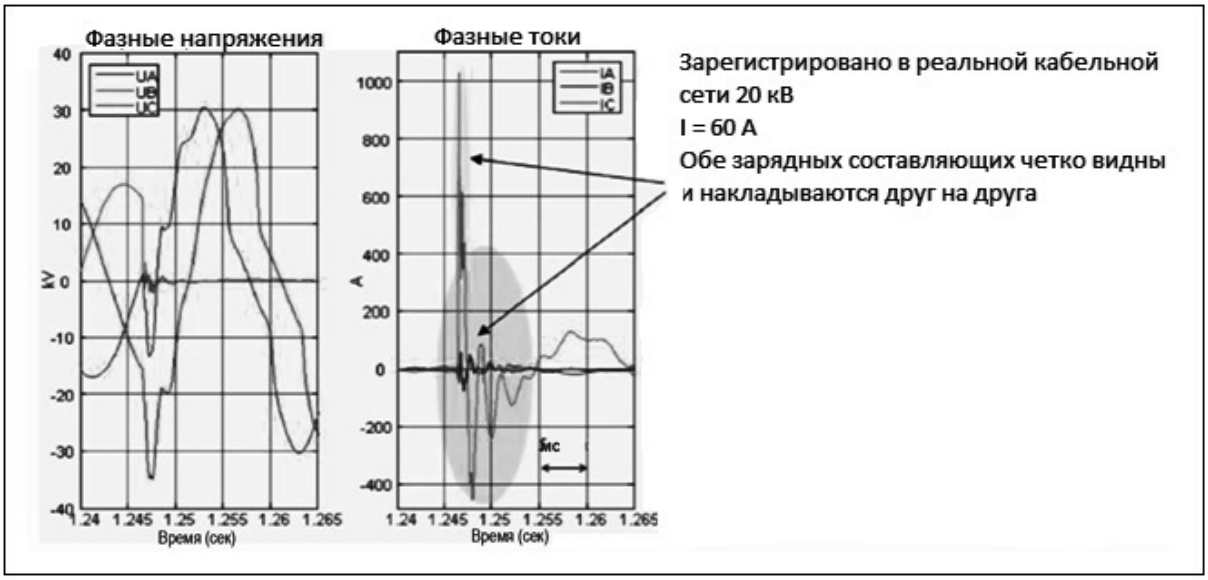


Рис. 2. Пример переходных замыканий на землю, включая зарядные и разрядные составляющие тока переходного процесса при устойчивом повреждении в сети 20 кВ в фазе С.

Устройства семейства Relion предлагают комплексное решение защиты фидеров от замыканий на землю позволяющее выполнить защиту кабельных линий с действием на отключение с минимально возможным временем срабатывания в распределительных сетях 6-35 кВ с изолированной, заземленной через резонансную катушку или низкоомный резистор нейтралью.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. М.: НТФ «Энергопрогресс». //Приложение к журналу, «Энергетик», выпуск 11(35) 2001, 102 с.

[2] Шабад М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ. СПб, ПЭИПК.

[3] Вайнштейн Р.А., Головко С.И. О гармоническом составе токов нулевой последовательности в сетях с компенсацией емкостных токов при замыканиях на землю через перемежающуюся дугу // Известия вузов: Энергетика. 1978. № 12.

УДК 541.136

УСТРОЙСТВО КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ АККУМУЛЯТОРОВ ДЛЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГАААККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

В.Г.Шуляк, А.С.Дордий, В.М.Балашевич, С.В.Цыбулько, С.В.Шуляк
ООО «НИИ энерготехнологий»

Свинцово-кислотные аккумуляторные батареи (АБ) используются в электрических сетях постоянного тока в качестве основных или резервных источников питания .Основными параметрами, используемыми для мониторинга состояния АБ, являются: для АБ - напряжение, ток и остаточная емкость АБ; для аккумуляторов, входящих в состав АБ -напряжение аккумулятора, температура, плотность и уровень электролита.

Непрерывный автоматический контроль напряжения каждого аккумулятора способствует повышению надежности АБ в процессе ее эксплуатации за счет сигнализации о достижении на каком-либо одном аккумуляторе уровня допустимого минимального напряжения, а также обеспечивает увеличение разрядной емкости АБ за счет снижения уровня допустимого минимального напряжения аккумулятора на 0,05В.

Непрерывный контроль температуры каждого аккумулятора АБ позволяет не допускать перегрева любого из аккумуляторов, а также своевременно определять возникновение коротких замыканий между пластинами и сульфатации пластин аккумуляторов.

Непрерывный контроль уровня электролита аккумуляторов применяется в обслуживаемых АБ и обеспечивает своевременную сигнализацию о достижении предельного максимального значения уровня электролита аккумулятора АБ (каждого или контрольного), что позволит не допустить выливания электролита на крышку аккумулятора, либо о снижении уровня электролита ниже допустимого минимального значения, что позволит определить необходимость доливки электролита, а также выявить повреждение бака аккумулятора.

Проведение вышеуказанных мероприятий позволяет продлить срок службы аккумуляторных батарей. Использование системы мониторинга АБ обеспечивает также значительное снижение влияния человеческого фактора на надежность АБ и уменьшение трудозатрат при эксплуатации АБ (техническое обслуживание, лечебные циклы, подзаряд), повышает уровень пожаробезопасности, уменьшает вероятность и длительность выполнения потенциально опасных работ при обслуживании АБ, а также время нахождения персонала во вредных условиях.

В настоящее время в ООО «НИИ энерготехнологий» совместно с НИИ энергетики ЮРГПУ (НПИ) разработаны системы контроля параметров аккумуляторов и диагностирования АБ, предназначенные для мониторинга состояния обслуживаемых и необслуживаемых свинцово-кислотных аккумуляторных батарей.

Система мониторинга для обслуживаемых свинцово-кислотных АБ содержит панельный компьютер (ПК), блок контроля напряжения и тока АБ (БКНТ) и устройства контроля параметров аккумуляторов (УКПА) по числу аккумуляторов в АБ. Система может работать автономно, с выдачей полной информации на панельный компьютер, или (и) выдавать необходимую информацию по двухпроводной линии связи RS-485 в систему управления электрической сети постоянного тока.

Устройство контроля параметров аккумулятора УКПА устанавливается непосредственно на аккумуляторе (каждом или контрольном) и имеет три канала измерения: напряжения аккумулятора, температуры электролита аккумулятора и уровня электролита аккумулятора. УКПА подключается к борнам аккумулятора и к двухпроводной линии связи системы.

Канал измерения напряжения аккумуляторов в УКПА обеспечивает измерение напряжения в диапазоне от 1,4В до 3,0В с точностью до 0,1%,для чего используется 14 - разрядный АЦП с источником опорного напряжения повышенной точности.

Канал измерения уровня электролита в УКПА обеспечивает диапазон его измерения уровня электролита в диапазоне с погрешностью ±5мм. Для процесса измерения применен контактный метод, обладающий простотой схемотехнического решения.

Канал измерения температуры электролита в УКПА обеспечивает измерение температуры в диапазоне 0-70 ºС с погрешностью не более ±1,5% от верхнего предела измерения. Для измерения температуры использован цифровой датчик температуры.

Программа УКПА в режиме реального времени, с заданной периодичностью, определяет параметры аккумулятора (напряжение, температуру и уровень электролита), обрабатывает полученные от датчиков данные и, при запросе от панельного компьютера, отправляет необходимые данные в линию связи. Программа УКПА содержит также модуль самодиагностики, что позволяет программе верхнего уровня в панельном компьютере иметь достоверную информацию о состоянии УКПА.

Конструктивно устройство УКПА размещено в одном герметически закрытом корпусе (исполнение IP55), устанавливаемом в отверстие крышки аккумулятора. Для обеспечения герметичности все элементы УКПА заливаются специальным компаундом.

Блок контроля напряжения и тока аккумуляторной батареи осуществляет измерение в непрерывном режиме величин напряжения и тока АБ, что позволяет обеспечить мониторинг режимов заряда и разряда АБ, прогнозирование остаточной емкости, выдачу рекомендаций по осуществлению режимов заряда, в том числе, проведению лечебных циклов. При необходимости в состав БКНТ включается модуль контроля сопротивления изоляции АБ относительно земли и модуль контроля пульсации тока и напряжения АБ

Система мониторинга необслуживаемых аккумуляторных батарей имеет упрощенную структуру и содержит блок обработки информации (БОИ), конструктивно сопряженный с

модулем контроля тока и напряжения АБ (МКНТ), и устройства контроля параметров аккумуляторов (УКПА) по числу контролируемых аккумуляторов (групп аккумуляторов).

В зависимости от предъявляемых к системе мониторинга АБ требований УКПА могут устанавливаться: на каждом аккумуляторе АБ, на контрольных аккумуляторах АБ или на группах аккумуляторов АБ. При этом УКПА выполняют функции: контроля напряжения на аккумуляторе (группе аккумуляторов) и контроля температуры корпуса аккумулятора (группы аккумуляторов). Информация об измеренных параметрах (напряжение и температура) передается УКПА по проводной линии связи или радиоканалу в БОИ, обрабатывается по заданному алгоритму и выводится на дисплей БОИ и (или) передается в систему управления электрической сети.

Сведения об авторах:

Шуляк Виктор Григорьевич, к.т.н., профессор, руководитель

ООО «НИИ энерготехнологий»,

Дордий Анатолий Стефанович, к.т.н., технический директор

ООО «НИИ энерготехнологий»,

Балашевич Вячеслав Михайлович, ведущий инженер

ООО «НИИ энерготехнологий»,

Цыбулько Сергей Викторович, инженер-программист

ООО « НИИ энерготехнологий»,

Шуляк Сергей Викторович, исполнительный директор

ООО «НИИ энерготехнологий».

ПЕРЕНОСНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ДИСТАНЦИОННОГО ВЫЯВЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕННЫХ ИЗОЛЯТОРОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 6 – 35 КВ

Пирожник А.А., Дереча С. В (ООО «НИИ энерготехнологий», НИИ энергетики ЮРГПУ (НПИ)

Из всех повреждений изоляции воздушных линий чаще всего встречаются замыкания на землю. Наиболее вероятными причинами выступают механическое повреждение или электрический пробой опорного (или подвесного) изолятора. Поиск места повреждения в таких случаях представляет определённые трудности, поскольку осмотр изоляторов по всей трассе линии занял бы недопустимо много времени. Задача осмотра осложняется ещё и тем, что визуально отличить пробитый изолятор от исправного зачастую почти невозможно. С целью повышения эффективности поиска вначале определяют расстояние до места повреждения, а затем переходят к поиску непосредственно на трассе линии.

В настоящее время предварительная локализация места повреждения на воздушных линиях может быть выполнена одним из двух способов: с помощью фиксирующих приборов по параметрам аварийного режима или с помощью переносных приборов методом импульсной рефлектометрии.

Минимальными затратами времени на выполнение указанной задачи характеризуется метод определения расстояния по параметрам аварийного режима [1], который реализуется в современных микропроцессорных регистрирующих приборах и устройствах релейной защиты. Фиксирующие приборы для регистрации параметров аварийного режима с последующим вычислением расстояния до места повреждения должны устанавливаться на каждой линии, отходящей от подстанции, поэтому на воздушных линиях класса 6 – 35 кВ такие устройства используются редко по причине экономической нецелесообразности.

Переносные приборы, основанные на принципе импульсной рефлектометрии (импульсные рефлектометры) [2] широко используются в энергетике для предварительной локализации места повреждения изоляции линии электропередачи. Эти приборы позволяют определить расстояния от подстанции до места устойчивого замыкания или обрыва на линии, предварительно отключённой от шин высокого напряжения.

Приборы импульсной рефлектометрии имеют общие недостатки:

1. амплитуда напряжения импульсного сигнала составляет от единиц до десятков Вольт, следовательно не могут быть обнаружены повреждения с высоким переходным сопротивлением, которые проявляются только под воздействием высокого напряжения, сравнимого с рабочим напряжением воздушной линии;
2. в разветвлённых электрических сетях на воздушных линиях с ответвлениями импульсы отражаются не только от места повреждения, но и от всех ответвлений, затрудняя однозначную интерпретацию результатов.

Область применения рефлектометров несколько расширяется благодаря использованию метода кратковременной дуги [3]. Реализация импульсно-дугового метода заключается в одновременном воздействии на повреждённую линию высоковольтным импульсом от специального источника и сигналом рефлектометра. Высоковольтный импульсный источник вызывает электрический пробой в месте ослабленной изоляции, в результате чего на короткое время зажигается дуга, имеющая низкое сопротивление (близкое к короткому замыканию). За счет индуктивности на выходе устройства, ток дуги поддерживается в течение некоторого времени. Импульсный рефлектометр подключается через специальное присоединительное устройство с целью защиты от воздействия высокого напряжения. Импульсы рефлектометра подаются в линию и отражаются от горящей дуги. Преимуществом импульсно-дугового метода является использование его для определения расстояния до места сложного (высокоомного) повреждения.

Недостатки импульсно-дугового метода:

1. необходимость наличия комплекса приборов: импульсный рефлектометр, источник высоковольтных импульсов, блок управления, устройство присоединения;
2. на воздушных линиях с ответвлениями имеют место известные проблемы интерпретации рефлектограмм.

Как возможный выход из положения – использование переносного устройства, принцип действия которого основан на определении электромагнитных параметров петли «фаза – земля» исходя из собственной частоты колебаний контура в состав которого входят участок линии до повреждения и эталонный конденсатор.

Алгоритм определения расстояния до повреждённого изолятора основан на его зависимости от периода свободных колебаний повреждённого контура. В состав колебательного контура входят индуктивность и активное сопротивление фазного проводника линии, индуктивность и активное сопротивление земли, индуктивность и активное сопротивление заземляющих устройств подстанции и опоры, ёмкость накопителя энергии. Как показали экспериментальные исследования, можно пренебречь ёмкостью фазного провода относительно земли, проводимостью фазного провода относительно земли, индуктивностью заземляющих устройств (в виду их малости по сравнению с остальными параметрами). Таким образом наиболее значимыми элементами контура остаются: ёмкость конденсаторного накопителя энергии, индуктивность петли «фазный провод – земля», активное сопротивление петли «фазный провод – земля». В соответствии с законами электротехники период свободных затухающих колебаний контура ***T*** определяется выражением:

$$T=\frac{2\cdot\pi}{\sqrt{\frac{1}{LC}-\frac{R^2}{4\cdot L^2}}} \qquad (1)$$

где:

L – индуктивность петли «фазный провод – земля»;

C – ёмкость конденсаторного накопителя;

R – активное сопротивление петли «фазный провод – земля».

Из всех перечисленных параметров активное сопротивление петли «фазный провод – земля» содержит неоднородные элементы и вдоль линии распределено неравномерно, а ёмкость КНЭ это фиксированный элемент устройства и только индуктивность петли «фазный провод – земля» характеризуется пропорциональной зависимостью от длины повреждённого участка линии (расстояние до дефектного изолятора). Следовательно, если из выражения 1 определить индуктивность контура $\boldsymbol{L}$ и поделить её на удельную индуктивность $\boldsymbol{L_0}$ (на единицу длины), то в результате получится искомое расстояние до повреждения. Однако удельную индуктивность $\boldsymbol{L_0}$ и активное сопротивление $\boldsymbol{R}$ следует предварительно вычислить. Как уже отмечалось выше, удельную индуктивность $\boldsymbol{L_0}$ можно вычислить исходя из конструктивных параметров линии [4], но активное сопротивление $\boldsymbol{R}$ для разрядной петли «фазный провод – земля» характеризуется более сложной зависимостью от большего числа параметров и его вычисление с приемлемой погрешностью практически невозможно. Таким образом, эквивалентное активное сопротивление для конкретных условий необходимо определять экспериментально, непосредственно для исследуемой разрядной петли «фазный провод – земля» на частоте колебательного процесса, которая не известна заранее, что технически реализовать достаточно сложно (потребуется дополнительное оборудование). Поэтому в данном устройстве предлагается учитывать активное сопротивление контура по параметрам колебательного процесса через коэффициент затухания **β**, который определяется по выражению, известному из электротехники:

$$\beta=\frac{R}{2\cdot L} \qquad (2)$$

С учётом (2) выражение для периода (1) принимает вид:

$$T=\frac{2\cdot\pi}{\sqrt{\frac{1}{LC}-\beta^2}} \qquad (3)$$

В свою очередь коэффициент затухания **β** связан с логарифмическим декрементом затухания **Θ:**

$$\Theta=\beta\cdot T=\ln\frac{u_{m,n}}{u_{m,n+1}} \qquad (4)$$

где $\boldsymbol{u_{m,n}}$ и $\boldsymbol{u_{m,n+1}}$ – два последовательных максимальных отклонения (амплитуды) колеблющейся величины в одну и ту же сторону (через время одного периода).

Подставляя величины после преобразований получается окончательное выражение для индуктивности:

$$L=\frac{1}{C}\cdot\frac{T^2}{4\cdot\pi^2+\left(\ln\frac{u_{m,n}}{u_{m,n+1}}\right)^2} \qquad (5)$$

Таким образом искомая индуктивность петли «фазный провод – земля» определяется с учётом активного сопротивления для конкретных условий. Для этого по осциллограмме напряжения колебательного процесса достаточно измерить период колебаний $\boldsymbol{T}$ и две последовательных амплитуды колеблющейся величины через время одного периода – $\boldsymbol{u_{m,n}}$ и $\boldsymbol{u_{m,n+1}}$.

Рис.1 иллюстрирует принцип измерения параметров колебательного процесса по осциллограмме напряжения в начале линии, полученной с выхода сигнального делителя напряжения.

Далее, вычислив удельную индуктивность $\boldsymbol{L_0}$ можно определяется расстояние до места повреждения:

$$l_x=\frac{L}{L_0} \qquad (6)$$

Для облегчения поиска дополнительно вычисляется номер опоры с дефектным изолятором $\boldsymbol{n_X}$:

$$n_x=\frac{l_x}{l_{ОП}} \qquad (7)$$

где $\boldsymbol{l_{ОП}}$ – расстояние между опорами на трассе линии.

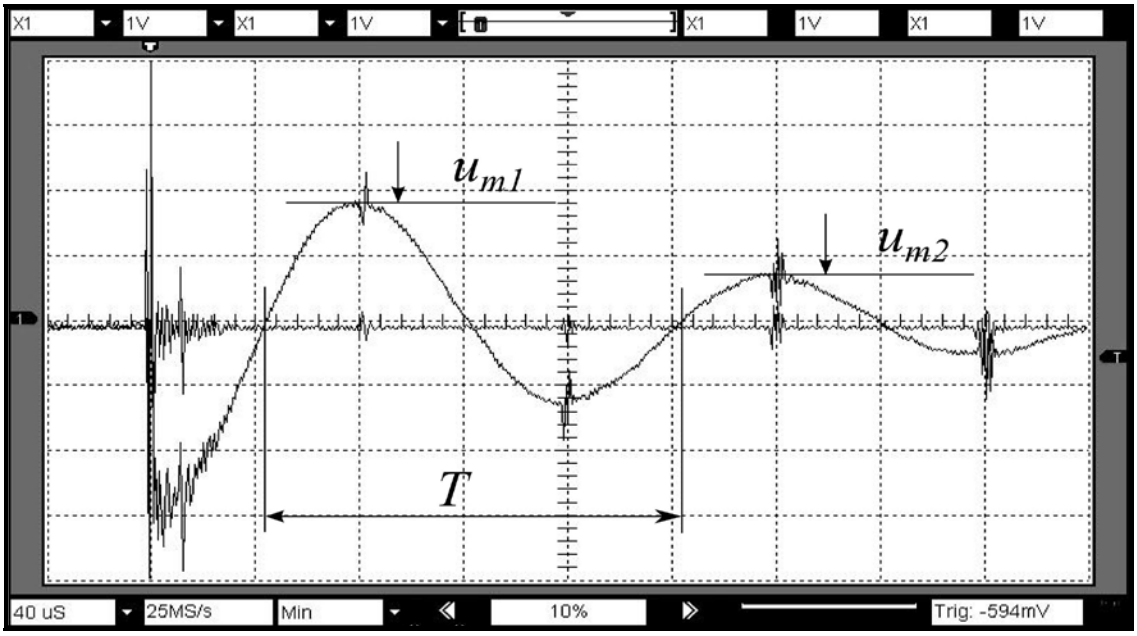


Рис. 1. Осциллограмма напряжения переходного процесса в линии.

Структурную схему устройства в целом иллюстрирует Рис. 2.

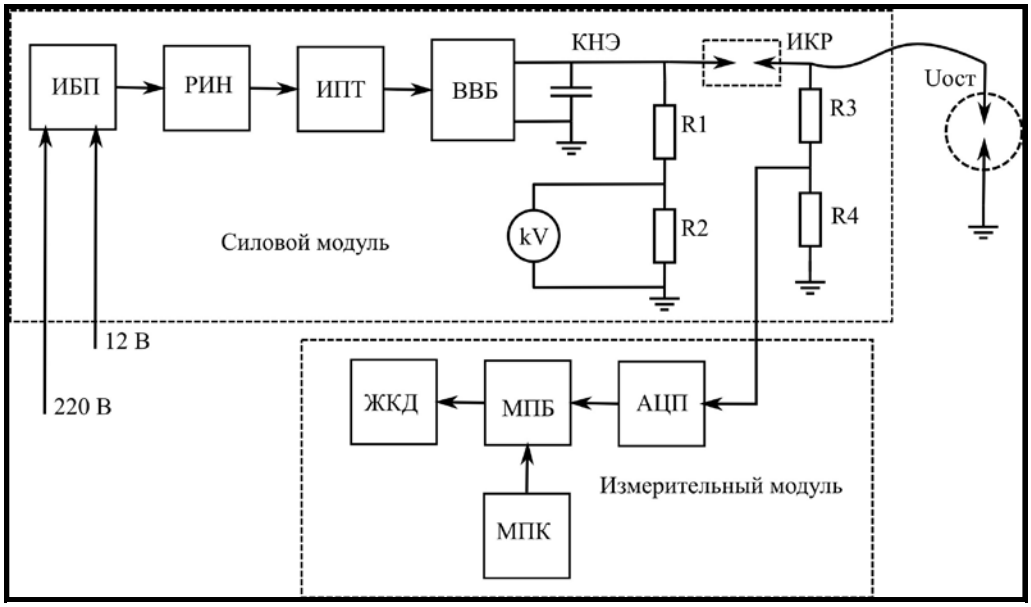


Рис. 2. Структурная схема устройства.

Устройство состоит из двух модулей – измерительного и силового. Силовой модуль представляет собой высоковольтный ударный генератор, возбуждающий в повреждённой линии затухающие колебания, частота которых зависит от электромагнитных параметров участка от начала линии до места пробоя изоляции, следовательно – содержит информацию о расстоянии до места повреждения. Измерительный модуль получает информацию о параметрах колебательного процесса и вычисляет расстояние от подстанции до места нарушения изоляции.

Принцип действия устройства заключается в следующем. При включении внешнего источника питания 220В (переменное или постоянное) или 12В (постоянное) импульсный блок питания (ИБП) вырабатывает постоянное напряжение 280В, которое используется для питания регулируемого инвертора напряжения (РИН). РИН преобразует постоянное напряжение 280В в переменное импульсное высокой частоты (20кГц) с амплитудой 140В и регулируемой длительностью импульсов. Полученное переменное импульсное напряжение повышается посредством импульсного повышающего трансформатора (ИПТ) до уровня 7кВ и подаётся на вход высоковольтного блока (ВВБ), где происходит его выпрямление и повышение, при этом уровень выходного напряжения постоянного тока после ВВБ зависит от длительности импульсов РИН и может регулироваться в пределах от 0 до 30кВ. Высоким напряжением постоянного тока заряжается конденсаторный накопитель энергии (КНЭ), уровень напряжения заряда контролируется кило-вольтметром (kV) через высокоомный (330МОм) делитель напряжения (R1,R2). Благодаря наличию сигнального делителя напряжения (R3,R4-сопротивлением 300кОм) всё напряжение заряда КНЭ прикладывается к электродам искрового коммутирующего разрядника (ИКР). После пробоя ИКР заряженный КНЭ подключается к фазному проводнику линии с дефектным

изолятором. При таких уровнях напряжения в месте нарушения изоляции на линии происходит электрический пробой даже если это нарушение не устойчивое или имеет высокое сопротивление (напряжение остаточной электрической прочности – $U_{ОСТ}$). В момент пробоя в месте нарушения изоляции возникает электродуговой канал с низким сопротивлением (несколько Ом) и в повреждённом контуре начинается затухающий колебательный процесс. Паразитные колебания на соединительных проводниках (между выходом устройства и фазным проводником линии) быстро затухают благодаря демпфирующему эффекту сигнального делителя напряжения (R3,R4), имеющему относительно низкое сопротивление (300кОм), что также положительно сказывается на отсутствии частотной зависимости коэффициента деления. Напряжение колебательного процесса в начале линии через сигнальный делитель (R3,R4) подаётся на вход АЦП и далее поступает в микропроцессорный блок (МПБ), где происходит обработка сигнала и вычисление расстояния до места пробоя изоляции (дефектный изолятор). Управление режимом работы МПБ осуществляется посредством малогабаритной плёночной клавиатуры (МПК), а осциллограмма сигнала и результаты вычислений отображаются на жидкокристаллическом дисплее (ЖКД).

Основные преимущества устройства заключается в следующем:

1. высокое напряжение тестового импульса, позволяющее выявлять дефекты изоляции независимо от значения переходного сопротивления;
2. отсутствие влияния остаточной электрической прочности дефектного изолятора на уровень выходного напряжения;
3. подавление паразитных высокочастотных помех на соединительных проводниках, благодаря демпфирующему влиянию сигнального делителя;
4. малая погрешность определения расстояния до дефектного изолятора, благодаря точному учёту активного сопротивления петли «фазный провод – земля» в конкретных условиях на собственной частоте повреждённого контура.

Список литературы:

[1] Машенков В.М. Особенности определения места повреждения на ВЛ напряжением 110-750 кВ: Учебное пособие. - СПб.: Центр подготовки кадров энергетики, 2005. - 47 с.

[2] Определение мест повреждений ЛЭП 6 - 35 кВ методами активного зондирования / А. Л. Куликов, М. Ш. Мисриханов, А. А. Петрухин. - М. : Энергоатомиздат, 2009. - 162 с.

[3] Современные беспрожиговые методы определения мест повреждения силовых кабелей. Статья в журнале "Кабель-news" №4, апрель 2008.

[4] И.П.Крючков, В.А.Старшинов, Ю.П.Гусев, М.В.Пираторов. Переходные процессы в электроэнергетических системах. М.: Издательский дом МЭИ,2008. - 416 с.

РАЗНОСТНАЯ АЛГОРИТМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФИДЕРА 6-35 КВ

Белянин А.А. (ООО «ИЦ «Бреслер»)

Интеллектуальный наблюдатель, каковым является микропроцессорная релейная защита и автоматика (РЗА), представляет собой обучаемую систему [1]. В роли учителя выступает имитационная модель контролируемого объекта. Наиболее популярным, хорошо зарекомендовавшим себя средством моделирования электроэнергетических объектов стал программный комплекс Simulink [2]. Однако его алгоритмы не свободны от методической погрешности, в частности, при моделировании длинной линии [3].

В отличие от имитационной модели объекта, модель наблюдателя названа алгоритмической [4]. Она воспринимает и в соответствии с реализуемым алгоритмом преобразует результаты наблюдения реального объекта или же, как вариант, его имитационной модели. В микропроцессорных терминалах РЗА наблюдаемые электрические величины предстают в дискретной форме. Алгоритмическая модель предполагает их интерполяцию, что порождает методическую погрешность при распознавании отслеживаемой аномальной ситуации на контролируемом объекте [5].

Двухпроводный отрезок цепи с распределёнными параметрами длиной l моделируется участком линии без потерь с удельными параметрами L^0, C^0 и сосредоточенными на краях участка активными сопротивлениями $R^0 l/2$ (рис. 1*а*). Участок описывается парой разностных уравнений [6]

$$u_1(t) - ai_1(t) = u_2(t-\tau) - bi_2(t-\tau), \quad (1)$$

$$u_2(t) + ai_2(t) = u_1(t-\tau) + bi_1(t-\tau), \quad (2)$$

где $a = R_\text{В} + R^0 l/2$, $b = R_\text{В} - R^0 l/2$, $R_\text{В} = \sqrt{L^0/C^0}$ – волновое сопротивление линии, $\tau = l\sqrt{L^0 C^0}$ – время пробега волны вдоль отрезка линии.

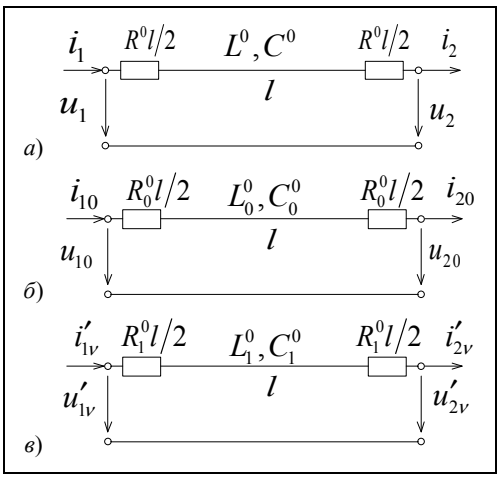


Рис. 1. Модели отрезка линии
а – двухпроводной линии; *б*, *в* – симметричного фидера; *б* – для составляющих нулевой последовательности, *в* – для безнулевых составляющих произвольной фазы ν

Симметричный фидер моделируется в системе нулевой и безнулевых (центрированных) составляющих [7] двумя двухпроводными моделями (рис. 1*б* и 1*в*). Безнулевая составляющая получается из фазной величины путем устранения составляющей нулевой последовательности

$$u'_\nu = u_\nu - u_0, \; i'_\nu = i_\nu - i_0, \quad (3)$$

где $\nu = A, B, C$ – обозначение произвольной фазы.

Из уравнений (1) и (2) следуют выражения обратной передачи, описывающие участок линии как элемент алгоритмической модели

$$u_2(t) = (1/2R_\text{В})\left[au_1(t+\tau) + bu_1(t-\tau) - a^2 i_1(t+\tau) + b^2 i_1(t-\tau)\right], \quad (4)$$

$$i_2(t) = (1/2R_\text{В})\left[-u_1(t+\tau) + u_1(t-\tau) + ai_1(t+\tau) + bi_1(t-\tau)\right]. \quad (5)$$

Её входные сигналы $u_1(t)$, $i_1(t)$ подвергаются дискретизации с интервалом Δt, никак не связанным со временем пробега волны τ, вследствие чего после дискретизации и возникает необходимость в интерполяции наблюдаемых величин [5].

Для более точного учета потерь линия может быть разделена на несколько равных участков, например, на два (рис. 2). Подобная модель предусматривается и в имитационном программном комплексе Simulink. Что же касается алгоритмических моделей, то разбиение на равные участки длиной l означает всего лишь повторение преобразований (4) на каждом участке. То же положение справедливо и для неоднородного фидера, состоящего из каскадно соединенных однородных участков. В этом случае в формулах (4) для разных участков будут различаться параметры $R_\text{В}$, a, b и τ.

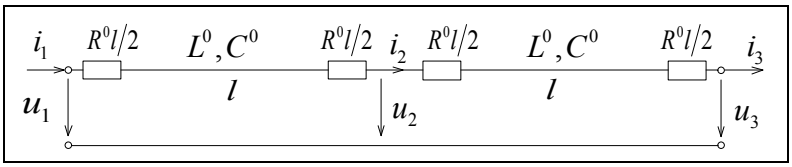


Рис. 2. Модель отрезка линии длиной $2l$

Алгоритмическая модель трехфазного симметричного фидера работает по двухканальной схеме с каналом нулевой последовательности и каналом безнулевых составляющих

$$u_{20}(t) = (1/2R_{B0})\left[a_0 u_{10}(t+\tau_0) + b_0 u_{10}(t-\tau) - a_0^2 i_{10}(t+\tau_0) + b_0^2 i_{10}(t-\tau_0)\right], \quad (6)$$

$$i_{20}(t) = (1/2R_{B0})\left[-u_{10}(t+\tau_0) + u_{10}(t-\tau_0) + a_0 i_{10}(t+\tau_0) + b_0 i_{10}(t-\tau_0)\right], \quad (7)$$

$$u'_{2\nu}(t) = (1/2R_{B1})\left[a_1 u'_{1\nu}(t+\tau_1) + b_1 u'_{1\nu}(t-\tau_1) - a_1^2 i'_{1\nu}(t+\tau_1) + b_1^2 i'_{1\nu}(t-\tau_1)\right], \quad (8)$$

$$i'_{2\nu}(t) = (1/2R_{B1})\left[-u'_{1\nu}(t+\tau_1) + u'_{1\nu}(t-\tau_1) + a_1 i'_{1\nu}(t+\tau_1) + b_1 i'_{1\nu}(t-\tau_1)\right], \quad (9)$$

где $R_{B0} = \sqrt{L_0^0/C_0^0}$, $a_0 = R_{B0} + R_0^0 l/2$, $b_0 = R_{B0} - R_0^0 l/2$, $\tau_0 = l\sqrt{L_0^0 C_0^0}$; $R_{B1} = \sqrt{L_1^0/C_1^0}$, $a_1 = R_{B1} + R_1^0 l/2$, $b_1 = R_{B1} - R_1^0 l/2$, $\tau_1 = l\sqrt{L_1^0 C_1^0}$; L_0^0, C_0^0, R_0^0 – удельные параметры нулевой последовательности, L_1^0, C_1^0, R_1^0 – прямой последовательности.

Для примера рассмотрим двухфидерную сеть, представленную на рис. 3, с однофазным замыканием во втором фидере. Фидеры приняты одинаковыми. Параметры имитационной модели: линейное напряжение на шинах – 10 кВ, комплексная мощность нагрузки $\underline{S} = 4{,}67$ МВт $+ j1{,}50$ МВАр, удельные параметры нулевой последовательности (для кабеля) $L_0^0 = 4{,}5$ мГн/км, $C_0^0 = 400$ нФ/км, $R_0^0 = 0{,}67$ Ом/км, длина фидера $l = 20$ км, координата места замыкания $x_f = 10$ км, переходное сопротивление $R_f = 5$ Ом. Наблюдаемые напряжение и ток нулевой последовательности неповреждённого фидера $u_0(t)$, $i_{10}(t)$ представлены на рис. 4.

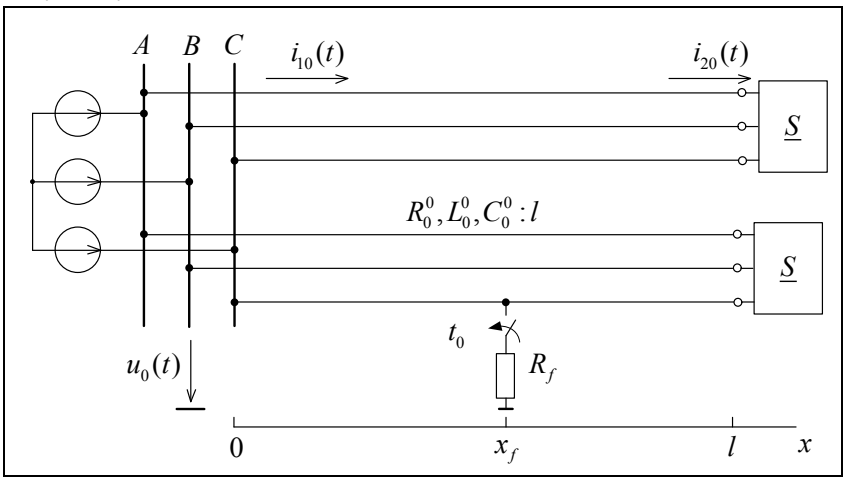


Рис. 3. Имитационная модель распределительной сети

Подставляя наблюдаемые величины в формулу (5) можно проверить, что ток $i_{20}(t)$ на выходе неповрежденного фидера находится на нулевом уровне, что соответствует реальности. Данная проверка показывает, что алгоритмическая модель, построенная на разностных уравнениях, позволяет адекватно преобразовывать наблюдаемые величины в токи и напряжения произвольного места фидера, как в переходном режиме, так и в установившемся.

В [8,9] представлено применение подобных моделей для решения задачи определения поврежденного присоединения при ОЗЗ, а также указаны предпосылки к использованию разностных моделей и при решении более важной задачи – поиска места однофазного замыкания на землю.

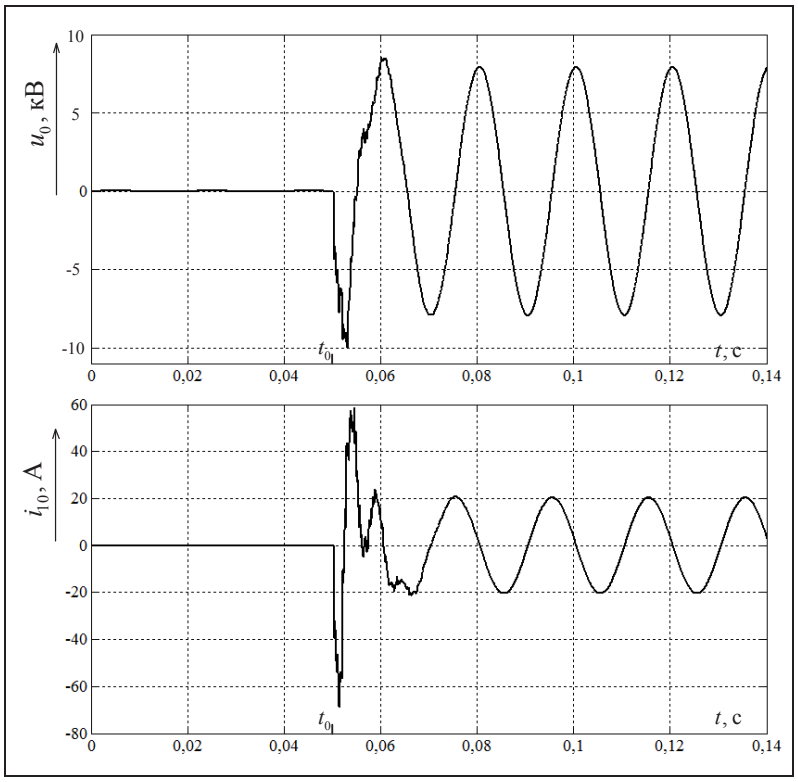


Рис. 4. Графики наблюдаемых величин

ВЫВОД.

Разностная алгоритмическая модель фидера, благодаря своей способности преобразовывать наблюдаемые переходные токи и напряжения в электрические величины произвольного места фидера предоставляет возможность контролировать его состояние.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Лямец Ю.Я., Мартынов М.В., Нудельман Г.С., Романов Ю.В., Воронов П.И. Обучаемая релейная защита. Ч.1. Методы условных отображений. Ч.2. Информационный портрет многомодульной распознающей структуры. – Электричество, 2012, №2, С. 15–19; №3, С. 12-18.

[2] Ануфриев И.Е., Смирнов А.Б., Смирнова Е.Н. MATLAB7. – СПб.: БХВ-Петербург, 2005.

[3] Лямец Ю.Я., Белянин А.А., Воронов П.И. Анализ переходных процессов в длинной линии в базисе дискретного и непрерывного времени. – Изв. вузов. Электромеханика, 2012, №5, С. 11-16.

[4] Лямец Ю.Я., Ильин В.А., Подшивалин Н.В. Программный комплекс анализа аварийных процессов и определения места повреждения линии электропередачи. – Электричество, 1996, №12, С. 2-7.

[5] Белянин А.А., Лямец Ю.Я. Интерполяция процесса в электрической системе. – Мат. 8-й Всеросс. науч.–техн. конф «Информ. технологии в электротехнике и электроэнергетике», Чебоксары, изд.-во Чуваш. ун-та, 2012, С. 252-254.

[6] Караев Р.И., Лямец Ю.Я. О применении разностных уравнений длинной линии. – Электричество, 1972, №11, С. 28-36.

[7] Лямец Ю.Я. К анализу переходных процессов в трёхфазных цепях методом симметричных составляющих. – Электричество, 1988, №12, с. 57-60.

[8] Лямец Ю.Я., Белянин А.А., Воронов П.И. Алгоритмическое моделирование фидера в переходном режиме. – Изв. вузов. Электромеханика, 2013, №5, С. 49-56.

[9] Лямец Ю.Я., Белянин А.А. Описание линии 6-35 кВ при распознавании замыкания на землю в распределительной сети. – Электротехника, 2014, №3, С. 2-7.

Белянин Андрей Александрович (1990 г.р.) – магистр техники и технологии по направлению «Электроэнергетика», аспирант Чувашского государственного университета имени И.Н. Ульянова по специальности «Электрические станции и электроэнергетические системы», инженер-исследователь «ИЦ «Бреслер».
Адрес электронной почты: a.a.belyanin@gmail.com

КРАТНОЕ СНИЖЕНИЕ ПИКА БРОСКА ТОКА НАМАГНИЧИВАНИЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПУТЕМ СВЕДЕНИЯ К НУЛЮ ОСТАТОЧНОЙ ИНДУКЦИИ В ЕГО МАГНИТОПРОВОДЕ

Мамалимов Д. О.
Казанский национальный исследовательский технический университет им. А. Н. Туполева – КАИ

Броски тока намагничивания (БТН) являются специфическим физическим явлением, свойственным силовым трансформаторам и автотрансформаторам и требующим применения специальных мер для его распознавания с целью предотвращения неправильной работы токовых защит трансформатора.

1. ПОСТАНОВКА ВОПРОСА

В настоящее время, основной мерой борьбы с негативным влиянием БТН являются блокировки релейной защиты трансформатора (по форме кривой тока, по второй гармонике).

Вследствие применения блокировок и обеспечения несрабатывания защиты при БТН, специалисты сталкиваются с определенными проблемами обеспечения надежности и быстродействия релейной защиты в режимах, сопровождающихся глубоким насыщением измерительных трансформаторов тока. При насыщении трансформаторов тока в кривой «трансформированного» тока значительно увеличивается доля второй гармонической составляющей. Вследствие этого, возможна блокировка защиты трансформатора в режиме КЗ, если значение тока КЗ не превышает уставки дифференциальной токовой отсечки. Так же, в режиме БТН, при насыщении трансформаторов тока с появлением в кривой тока отрицательных полуволн и исчезновением бестоковых пауз затрудняется распознавание режима периодического БТН, что может привести к ложному срабатыванию защиты.

Вообще, функции отстройки от БТН по гармонической составляющей и по форме кривой тока ухудшают быстродействие дифференциальной защиты, т.к. для различия режимов внутреннего КЗ и БТН необходимо некоторое время, равное, как правило, одному периоду промышленной частоты. Кроме того, блокировка защиты, т.е. ее несрабатывание при тяжелых БТН приводит к сокращению срока службы трансформатора.

Таким образом, применение блокировок защиты трансформатора является лишь полумерой, т.е. борьбой со следствием, не устраняющей самой причины явления.

Во всем мире делаются попытки предотвратить само явление БТН или уменьшить его влияние.

2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ БТН

Как известно, значение пика БТН зависит от двух основных факторов:

1. Фазы включения трансформатора (от нее зависит возникновение свободной апериодической составляющей магнитного потока);
2. Значения и знака остаточного магнитного потока в сердечнике.

Воздействуя на данные факторы, можно сильно уменьшить возникающий БТН или не допустить совсем его возникновение. В настоящее время известны способы физического уменьшения значения БТН:

1. «Синхронное включение». Этот способ используется для исключения возникновения апериодической составляющей магнитного потока, сильно насыщающей магнитопровод трансформатора. Суть способа заключается в том, чтобы произвести включение трансформатора в нужную фазу так, чтобы никакой апериодической составляющей не возникало и в сети сразу устанавливался нормальный режим. Данный способ сложен тем, что для его реализации требуются специальные устройства управления моментом коммутации и сверхбыстродействующий высокоточный привод.
2. «Синхронное отключение». Данный способ применяется для воздействия на значение остаточной магнитной индукции в магнитопроводе трансформатора. Способ основан на аналогичном вышеизложенному принципе – отключении трансформатора в «нужную» фазу для обеспечения необходимой остаточной магнитной индукции. Данный способ сложен по аналогичным п.1 обстоятельствам.
3. Включение трансформатора со стороны обмотки, наиболее удаленной от стержня магнитопровода (чаще всего, обмотки ВН). В этом случае, пик БТН может уменьшиться в 1,5–2 раза [1]. Очевидно, что данный способ включения не всегда применим на практике.
4. Включение трансформатора через защитное сопротивление. Данный способ состоит в существенном уменьшении пика БТН путем включения цепи через защитное сопротивление (резисторы или реактор). Значительным недостатком данного метода является то, что он требует дополнительной аппаратуры, что ведет к значительному удорожанию трансформаторного оборудования.

3. ПРЕДЛАГАЕМЫЙ СПОСОБ УМЕНЬШЕНИЯ БТН

Рассмотрев все способы физического уменьшения значения БТН, автор публикации рассмотрел возможность значительного снижения пика БТН путем полного размагничивания магнитопровода трансформатора. Эффективным

решением этой задачи является применение автоматического устройства размагничивания магнитопровода, позволяющего осуществить уменьшение практически до нуля остаточной индукции $B_г$ в магнитопроводе, и, как следствие, сильное уменьшение пика БТН.

Предлагаемый способ автоматического размагничивания магнитопровода трансформатора заключается в воздействии на остаточную индукцию $B_г$ в магнитопроводе трансформатора колебательным процессом разрядки ёмкостного элемента через нелинейную индуктивность намагничивания отключенного трансформатора и преследует своей целью снижение остаточной намагниченности практически до нуля независимо от фазы отключения трансформатора.

Для исключения возникновения БТН автор рекомендует применять вышеописанный метод в сочетании с методом «синхронного включения» вместо предлагаемого в работах [2,3] метода «синхронного отключения». Кроме того обстоятельства, что для реализации «синхронного отключения» требуется сложная высокоточная аппаратура, метод «синхронного отключения» имеет один существенный недостаток в случае его применения для трехфазных трансформаторов. Т.к. при отключении трехфазной цепи, размыкание контактов трёхполюсного выключателя происходит одновременно, то вследствие смещения синусоид фазных напряжений относительно друг друга на 120° имеет место *распределение остаточных индукций* в стержнях трансформатора, т.е. значение и знак остаточных индукций в стержнях магнитопровода будут различными. Это означает, что если даже добиться нулевой остаточной индукции в одном из стержней (фазе), то в других стержнях магнитопровода распределение остаточных индукций может быть различным. Предлагаемый же автором метод позволяет обеспечить нулевую остаточную индукцию во всех стержнях, т.к. обеспечивается образование *единого колебательного размагничивающего процесса* [4].

Физический принцип, на котором основан данный метод, обосновывается результатами ряда экспериментов [4,5].

4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО СПОСОБА

4.1. Зависимость величины остаточной индукции $B_г$ от величины энергии, запасенной в ёмкости

Определение значения остаточной магнитной индукции в магнитопроводах трансформаторов проводилось целым рядом исследователей.

В работе М. Х. Зихермана (ВНИИЭ) [4] исследовались осциллограммы отключения ненагруженных трансформаторов сверхвысокого напряжения различных типов, как из неустановившегося, так и из установившегося режимов. В результате исследований было выявлено, что переходный процесс отключения трансформатора характеризуется нелинейным колебательным процессом, размагничивающим магнитопровод. Данные размагничивающие колебания происходят за счет запаса энергии в контуре из индуктивности намагничивания и ёмкости обмоток и ошиновки трансформатора. Были зафиксированы несинусоидальность и переменная частота возникающих колебаний напряжения вследствие нелинейности индуктивности намагничивания.

Также в результате анализа осциллограмм отключения эмпирически была определена взаимосвязь низкочастотных затухающих колебаний напряжения на обмотке и процесса затухания потокосцепления этой обмотки. Было выяснено, что продолжительность колебательного процесса зависит от соотношения значений запаса энергии и потерь в трансформаторе. Т.к. активные потери в трансформаторе демпфируют колебательный процесс, то при большом запасе энергии и относительно низких потерях в трансформаторе колебательный процесс затухает достаточно медленно.

4.2. Разряд конденсатора на нелинейную индуктивность. Опыты А. С. Засыпкина

Наиболее фундаментальные исследования зависимости остаточной индукции от величины энергии, запасенной в ёмкости, были проведены А. С. Засыпкиным (Новочеркасский политехнический институт) в работе [5]. Целью работы являлось выяснение влияния переходного процесса, возникающего при отключении ненагруженного трансформатора на остаточную индукцию в сердечнике. Опыты проводились с использованием малых макетов.

Переходный процесс имитировался разрядом заряженного конденсатора, имитирующего эквивалентную ёмкость реального трансформатора, на включенную параллельно ему обмотку дросселя.

В результате исследований было установлено, что основное влияние на значение остаточной индукции в сердечнике оказывает значение начальной энергии, запасенной в ёмкости конденсатора, что согласуется с результатами экспериментов [4].

Результаты экспериментов графически представлены на рис. 1.

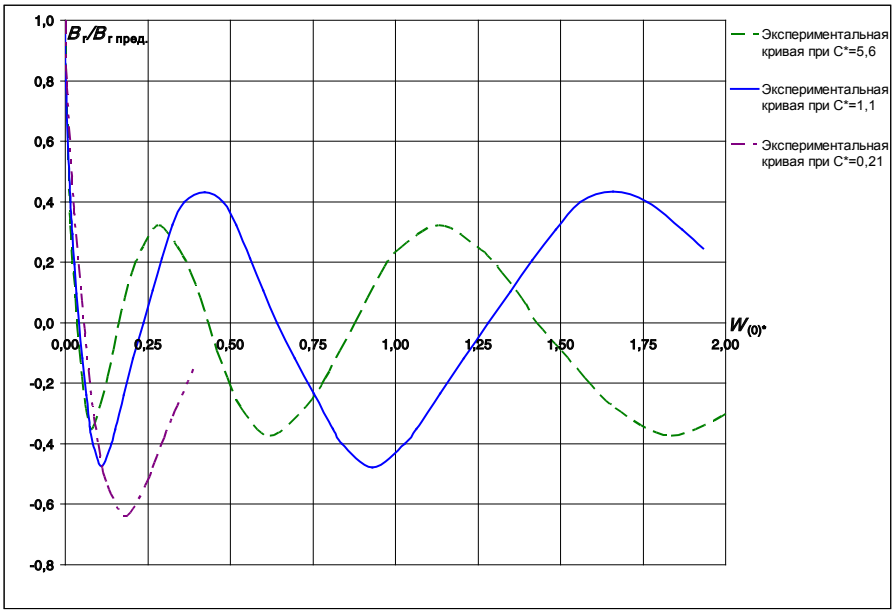


Рис. 1. Зависимость значения относительной остаточной индукции дросселя от значения относительной энергии, запасенной в конденсаторе

На графике (рис. 1) ось абсцисс представляет собой изменение относительной начальной энергии конденсатора, ось ординат – изменение относительной остаточной индукции.

Кривые зависимостей остаточной индукции от других величин построены в относительных единицах, в долях от базисных величин. В качестве базисных величин приняты:

1. Наибольшее значение остаточной индукции $B_{г\ пред.}$, соответствующее предельной петле гистерезиса, снятой на постоянном токе;
2. Базисное напряжение $U_{ном.\ max}$, равное амплитудному значению номинального напряжения трансформатора;
3. Базисное значение энергии, равное потерям холостого хода за один цикл перемагничивания при номинальных частоте и индукции.

Как видно из рис. 1, изменение колебательных кривых имеет периодический характер с увеличивающимся значением полупериода по оси энергии конденсатора. Амплитуды колебаний постоянны в продолжение всего опыта.

5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТОВ М. Х. ЗИХЕРМАНА И А. С. ЗАСЫПКИНА

5.1. Закон изменения экспериментальных кривых в опытах А. С. Засыпкина

Если в качестве абсциссы принять относительное начальное напряжение на конденсаторе $U_{(0)*}$ (рис. 2), то данный процесс можно рассмотреть более детально.

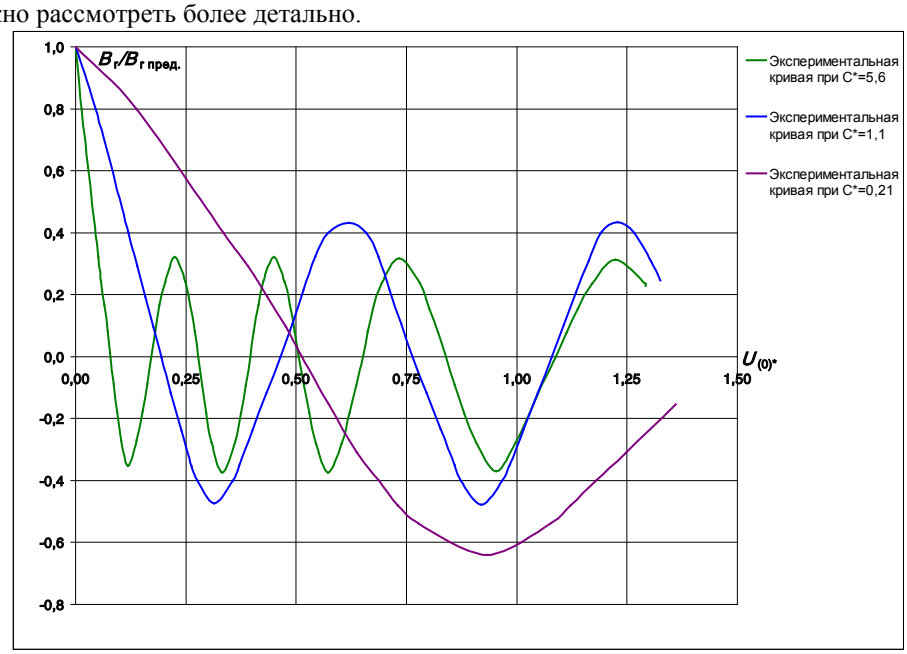


Рис. 2. Зависимость значения относительной остаточной индукции дросселя от значения относительного начального напряжения на конденсаторе

Значение начального напряжения на конденсаторе $U_{(0)}$ изменялось от нуля и выше. После завершения переходного процесса разряда, измерения остаточной индукции подтвердили, что значение $B_г$ снижается относительно начальной индукции $B_г(0)=B_{г\ пред.}$.

При плавном увеличении значений начального напряжения $U_{(0)}$ остаточная индукция $B_г$ достигает своего нулевого значения ($B_г$=0) при некоем значении $U_{(0)*}$ для каждого определенного значения C_{j*} (чем больше C_{j*}, тем меньше это значение $U_{(0)*}$). Значения базисных величин либо известны, либо вычисляемы и значения их постоянны. Таким образом, очевидно, что для достижения нулевой остаточной индукции $B_г$=0 варьируются только значения параметров конденсатора C_j и $U_{(0)}$.

После достижения нулевого значения $B_г$=0, с постепенным ростом $U_{(0)}$, остаточная индукция начинает возрастать с обратным знаком, достигая своего первого максимума (амплитудного значения) $B_{г\ М}$. Дальнейшее увеличение начального напряжения на конденсаторе $U_{(0)}$ (даже на порядок) уже не приводит к снижению кратности $B_г/B_{г\ пред.}$. Остаточная индукция в сердечнике изменяется в рамках одних и тех же значений максимумов $B_{г\ М}$.

Отсюда логично вытекает вывод: если увеличение $U_{(0)}$ не играет уже никакой роли с момента достижения первого максимума $B_{г\ max}/B_{г\ пред.}$, то основной параметр протекаемого процесса – ёмкость конденсатора C_j. Таким образом, значение ёмкости конденсатора должно быть максимальным (как минимум, в несколько раз превышать базисное значение $C_б$), чтобы обеспечить достаточно малые максимумы $B_{г\ М}$.

Характер изменения кривых функции $\frac{B_г}{B_{г\,пред.}} = f\left(U_{(0)*}\right)$ (рис. 2) показывает, что для выполнения задачи достижения нулевой остаточной индукции вполне достаточно (с одновременным соблюдением условия, что ёмкость конденсатора значительна) даже невысокого значения начального напряжения на конденсаторе $U_{(0)}$, которое может на порядки быть ниже амплитудного значения номинального напряжения стороны трансформатора, на которую производится разряд конденсаторной батареи.

Значение запаса энергии конденсатора $W_{(0)*}$ (см. рис. 1) при таких его электрических характеристиках (значительной ёмкости и невысокого напряжения заряда относительно номинального напряжения размагничиваемой стороны) так же не должно быть огромным для достижения нулевого значения $B_г$. В работе [4] указывается на влияние величины энергии, запасенной в ёмкости, на возникновение размагничивающего колебательного процесса. При этом подчеркивалась роль класса напряжения при формировании значения запаса энергии, что вполне логично. Однако, в данной работе идет речь о величине запаса энергии в общем смысле, как о величине комплексной, не разграничивая роль влияний ёмкости C и напряжения U. Кроме того, в работе [4] при рассуждениях о соотношении запаса энергии и величины потерь речь ведется о *продолжительности* размагничивающих колебаний, а вовсе не о пропорциональности значения запаса энергии и значений кратностей снижения остаточной индукции в магнитопроводе относительно начального значения $B_г(0)$. Более того, авторы прямо указывают, что «размагничивающее действие колебаний не связано непосредственно с их продолжительностью». Таким образом, большое значение запаса энергии ёмкости обеспечивает лишь медленное затухание размагничивающих колебаний, что является второстепенным фактором по сравнению с задачей быстрого и максимального снижения $B_г$. Данные выводы согласуются с результатами [5]. По аналогии с предыдущими рассуждениями, увеличение значения относительной энергии конденсатора $W_{(0)*}$ не приведет к пропорциональному уменьшению $B_г$ относительно $B_{г\ пред.}$. Аналогично вышесказанному, основной фактор, обуславливающий уменьшение кратности $B_г/B_{г\ пред.}$ – увеличение ёмкости конденсатора C_j.

Вполне очевидно, что значения параметров конденсатора C_j и $U_{(0)}$, необходимых и достаточных для уменьшения остаточной магнитной индукции в магнитопроводе до нуля, индивидуальны для каждого конкретного трансформатора. Автор публикации исследовал возможность получения обобщенной физической закономерности, связывающей воедино величины электрических параметров конденсатора и величину остаточной индукции в магнитопроводе силового трансформатора на примере опыта, приведенного в работе [5].

5.2. Математический анализ закона изменения экспериментальных кривых

Детальный математический анализ кривых $\frac{B_г}{B_{г\,пред.}} = f\left(U_{(0)*}\right)$ (рис. 2) показал, что колебательная часть кривых описывается косинусоидальными функциями и изменяется по законам:

$$\text{При } C_{j*}=5{,}6:\ \frac{B_г}{B_{г\,пред.}} = 0{,}3424\cdot\cos\left(\frac{\pi}{0{,}021\cdot U_{(0)*}^2+0{,}0178\cdot U_{(0)*}+0{,}0935}\cdot U_{(0)*}-0{,}95\right)$$

$$\text{При } C_{j*}=1{,}1:\ \frac{B_г}{B_{г\,пред.}} = 0{,}4575\cdot\cos\left(\frac{\pi}{0{,}021\cdot U_{(0)*}^2+0{,}013\cdot U_{(0)*}+0{,}245}\cdot U_{(0)*}-0{,}95\right) \qquad (1)$$

$$\text{При } C_{j*}=0{,}21:\ \frac{B_г}{B_{г\,пред.}} = 0{,}5778\cdot\cos\left(\frac{\pi}{0{,}062\cdot U_{(0)*}^2+0{,}063\cdot U_{(0)*}+0{,}6}\cdot U_{(0)*}-0{,}95\right)$$

На рис. 3 представлены результаты сравнения формы кривых, полученных экспериментально и формы графиков функций, описываемых уравнениями (1).

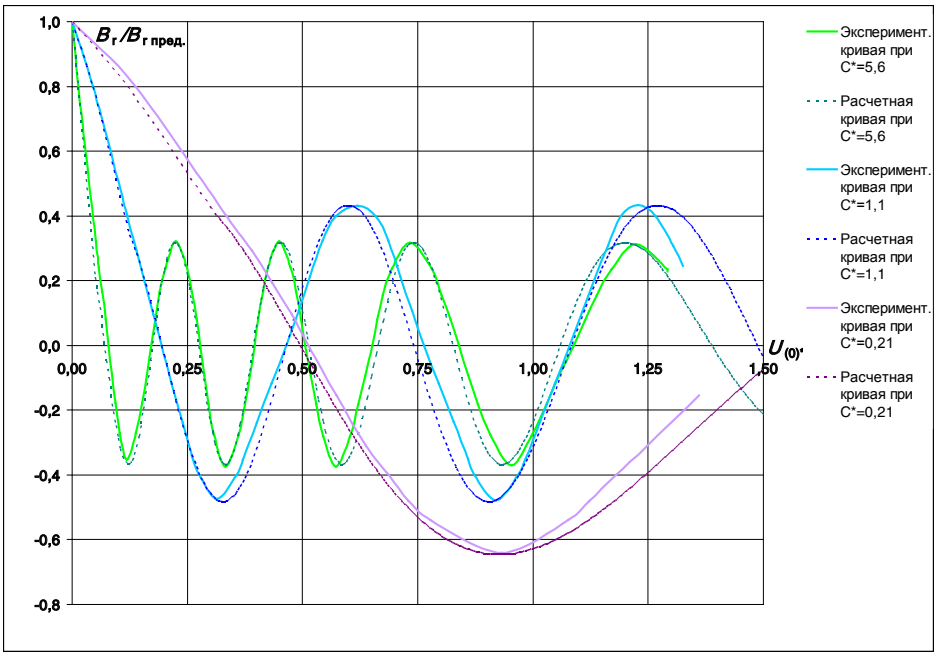


Рис. 3. Сравнение форм экспериментальных кривых и графиков аналитических функций

Таким образом, на основании аналитических выражений (1) можно судить о влиянии электрических величин параметров конденсатора на остаточную индукцию в сердечнике дросселя.

Коэффициент при функции представляет собой значение амплитуды $B_{\text{г М}}$ – максимальной остаточной индукции в магнитопроводе после процесса разряда конденсатора. Значение максимума $B_{\text{г М}}$ зависит от значения ёмкости конденсатора $C_{\text{j}*}$. В работе [5] отмечена необходимость применения расчетных кривых $B_{\text{г М}}=f(C_{\text{j}*})$. В данном примере, зависимость $B_{\text{г М}}=f(C_{\text{j}*})$ приблизительно описывается степенной функцией вида $B_{\text{гМ}} = 0{,}4545 \cdot C_{\text{j}*}^{-0{,}209}$.

Выражение в знаменателе аргумента косинусной функции формирует закон изменения полупериода функции колебательного процесса и описывается полиномом четной степени. В данном случае, приближение выполнено посредством полинома 2-й степени. Чем выше порядок степени, тем точнее приближение формы расчетных кривых к форме экспериментальных кривых. Вид данного полинома определяется величиной вихревых токов, влияющей на приращение начального напряжения.

Свободный член в аргументе функции определяет смещение косинусоиды вдоль оси абсцисс. Т.к. для всех трех функций значение смещения одинаково, то можно предположить, что значение данного смещения зависит от свойств магнитопровода, например, от качества шихтовки.

К сожалению, получить обобщенную физическую формулу взаимосвязи величины остаточной индукции с электрическими характеристиками разряжаемого конденсатора на основе анализа трех экспериментальных кривых невозможно. Недостаточность экспериментальных данных делает это исследование задачей ближайшего будущего, что, несомненно, явится важным решением на пути уменьшения остаточной намагниченности в магнитопроводе силовых трансформаторов.

6. ВЫВОДЫ

1. Анализ экспериментальных кривых, полученных при исследованиях А. С. Засыпкина, показал, что основным параметром процесса разряда конденсатора на нелинейную индуктивность является ёмкость разряжаемого конденсатора. При постановке задачи достижения минимальной (или даже нулевой) остаточной индукции значение ёмкости должно быть максимальным, а значение напряжения заряда конденсатора может быть во много раз меньше амплитудного значения номинального напряжения стороны трансформатора, на которую производится разряд.

2. Задача сведения к нулю остаточной индукции в магнитопроводе реального трансформатора рассматриваемым способом требует точного расчета электрических характеристик конденсаторной установки для каждого типа трансформаторов. Поэтому возникает необходимость выражения аналитическими методами взаимосвязи электрических параметров конденсатора с величиной остаточной магнитной индукции. В данной публикации делается попытка получения обобщенной физической закономерности, связывающей эти величины, на основе математического анализа экспериментальных данных. Однако полученные аналитические выражения описывают лишь семейство функций, полученных лишь для одного определенного типа сердечника. Вопрос получения универсальных выражений для разных типов трансформаторов (даже с известной степенью приближения), пригодных для практических целей, нуждается в дальнейших исследованиях.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. М.: Энергоиздат, 2004. – 616 с.

[2] Кузьменко В. А., Лурье А. И., Панибратец А. Н., Чуприков В. С. Снижение тока включения трансформаторов. // Электротехника, 1997, № 2, с. 22–27.

[3] Лурье А. И. Процесс включения трансформатора на холостой ход и короткое замыкание. // Электротехника, 2008, № 2, с. 2–18.

[4] Зихерман М. Х., Камнева Н. П. Об остаточной индукции в трансформаторах 330–750 кВ. // Электричество, 1972, № 5, с. 86–88.

[5] Засыпкин А. С. Остаточная индукция в ненагруженных силовых трансформаторах после отключения от сети. // Изв. вузов. Электромеханика, 1977, № 2, с. 168–172.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Мамалимов Дмитрий Олегович – аспирант Казанского национального исследовательского технического университета им. А. Н. Туполева (КАИ). Инженер по наладке и испытаниям Казанского пуско-наладочного управления ОАО «Татэлектромонтаж».

E-mail: mamalimov_dmitriy-kai@mail.ru

СИСТЕМА ПЕРЕДАЧИ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ СПА-РВ. ВНЕДРЕНИЕ В МЭС УРАЛА

Рябцев Е. А. Чернов В. И. (ООО «Свей», г. Екатеринбург)

В настоящее время на объектах ЕЭС установлены тысячи регистраторов аварийных событий (РАС), генерирующие в совокупности сотни и тысячи осциллограмм ежедневно. Сбор и анализ всех записанных осциллограмм вручную весьма трудоёмок, не оперативен и не исключает «человеческого фактора» при выборе и оценке информации.

Существующие автоматизированные системы сбора аварийной информации, как правило, просто «перекачивают» с регистраторов аварийных событий всю информацию без разбора. Задачи быстрого доступа данным, сохранение результатов анализа, накопление статистических данных о работе оборудования при этом никак не решаются.

СПА-РВ – это интеллектуальная автоматизированная система сбора и автоматического анализа аварийных записей, в основу которой положена **передача аварийных файлов по протоколу МЭК 60870-5-104**.

Протокол МЭК 60870-5-104 позволяет практически в реальном времени передавать на верхний уровень всю информацию, которая содержится в аварийных файлах, при этом количество передаваемой информации сокращается в сотни раз.

События аварийного процесса снабжаются метками времени и помещаются в базу данных, что позволяет в дальнейшем производить их анализ, систематизировать, получать разного рода статистические данные.

Программный модуль определения места повреждения (ОМП) располагается на верхнем уровне, это дает возможность использовать при расчетах не только метод одностороннего замера, но и двухстороннего

При поступлении данных система производит их анализ, результаты, которого предоставляются обслуживающему персоналу в виде оповещений и текстовых отчетов, которые также поступают в базу данных.

Оригинальные аварийные файлы передаются в базу данных с некоторой задержкой, зависящей от способа их доставки.

1. СТРУКТУРНАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ

Структурная схема СПА-РВ практически ничем не отличается от типовой структурной схемы телемеханических систем, повсеместно действующих на объектах энергоснабжения. Регистраторы аварийных событий в спорадическом режиме передают информацию на сервер СПА-РВ по цифровому каналу связи Ethernet в протоколе МЭК 60870-5-104. Полученная информация поступает в базу данных серверов нижнего уровня.

Серверы вышестоящих уровней собирают данные с серверов нижестоящих уровней в протоколе Microsoft SQL Server без непосредственного обращения к регистраторам

При отсутствии полезной информации серверы нижнего уровня обменивается с устройствами тестовыми пакетами, обеспечивая таким образом постоянный контроль исправности регистраторов.

В случае использовании регистраторов, не поддерживающих протокол МЭК 60870-5-104, аварийные записи передаются в виде файлов и помещаются в базу данных после конвертирования программным обеспечением сервера.

Если отсутствуют каналы связи для МЭК 60870-5-104, аварийные файлы могут быть доставлены любым другим способом и помещены в базу данных сервера.

2. СТРУКТУРА БАЗЫ ДАННЫХ

Ниже приведены основные таблицы базы данных системы с описанием их назначения.

Таблица **Peers** содержит параметры подключения к регистраторам, с которых будет вестись прямой сбор данных в протоколе МЭК-60870-5-104, FTP и/или SMB.

peers	
peer	Заводской номер регистратора.
name	Название регистратора. Произвольный понятный для человека текст.
iec_addr	IP-адрес или доменное имя регистратора.
iec_port	Номер TCP-порта на регистраторе, принимающего подключения.
files_location	Адрес, по которому будет производиться доступ к файлам ("ftp://server/path" для FTP или "\\server\path" для SMB).
files_username	Имя пользователя для получения доступа к файлам.
files_password	Пароль для получения доступа к файлам.

Таблица Servers содержит параметры подключения к серверам, с которых будет вестись сбор данных в протоколе Microsoft SQL Server. Сбор данных с серверов позволяет строить иерархические структуры сбора данных, в которых серверы вышестоящих уровней собирают данные с серверов нижестоящих уровней без необходимости обращаться напрямую к регистраторам.

servers	
server_name	Сетевое имя сервера.
db_name	Название базы данных.

В таблице Records содержится информация о полученных аварийных записях.

records	
time	Время начала аварийной записи.
peer	Заводской номер регистратора.
duration	Длительность аварийной записи.

В таблице Packets хранятся пакеты МЭК-60870-5-104, полученные от регистраторов. Используя эти данные можно получить отображение любого аналогового или дискретного сигналов за любой промежуток времени.

packets	
time	Время первого сигнала в пакете.
peer	Заводской номер регистратора.
data	Значения аналоговых и дискретных сигналов с метками времени.

Таблица Hierarchy содержит многоуровневую иерархическую структуру объектов и сигналов. Например, канал фазного тока Ia для разных уровней может выглядеть так:

Уровень подстанции:

Система шин
└ *Линия*
└ *Ia*

Уровень предприятия:

Подстанция
└*Система шин*
└ *Линия*
└ *Ia*

Уровень управляющей (сетевой) компании:

Предприятие
└*Подстанция*
└*Система шин*
└ *Линия*
└ *Ia*

В этой же таблице содержатся параметры линий для расчета ОМП.

hierarchy	
structure	Основная иерархия, включая уровни МЭС, ПМЭС, ПС, РАС, группы, присоединения и конкретного измерительного канала.
lines	Иерархия линий электропередач, включая группировку линий, измерительные каналы на концах линий и параметры ОМП для линий.

Талица Scripts содержит скрипты-обработчики углублённого анализа. Скрипты-обработчики – это заранее написанные программы обработки информации, приходящей с регистраторов, в результате работы которых, системой составляются текстовые отчеты и генерируются оповещения для оперативного персонала.

scripts	
peer	Заводской номер регистратора.
script	Обработчик аварийных записей регистратора.

В таблицу Events помещаются результаты анализа и сообщения для пользователя.

events	
time	Время события.
type	Тип произошедшего события.
place	Место события, в соответствии с иерархией объектов.
message	Текстовое описание события.
peer	Заводской номер регистратора, если событие связано с конкретным регистратором.
n	Номер канала регистратора, если событие связано с конкретным каналом.

Получив, сообщения, пользователь должен уведомить систему о их прочтении. Информация о квитировании сообщений также сохраняется в базе данных.

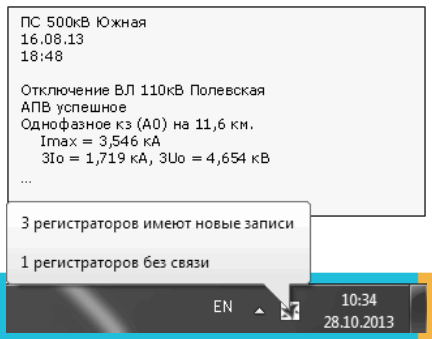
ack	
time	Время квитанции.
user_name	Имя пользователя.
user_address	IP-адрес рабочего места пользователя.
record / event	Ссылка на аварийную запись или событие.

Таблица Audit – история изменений в таблицах конфигурации

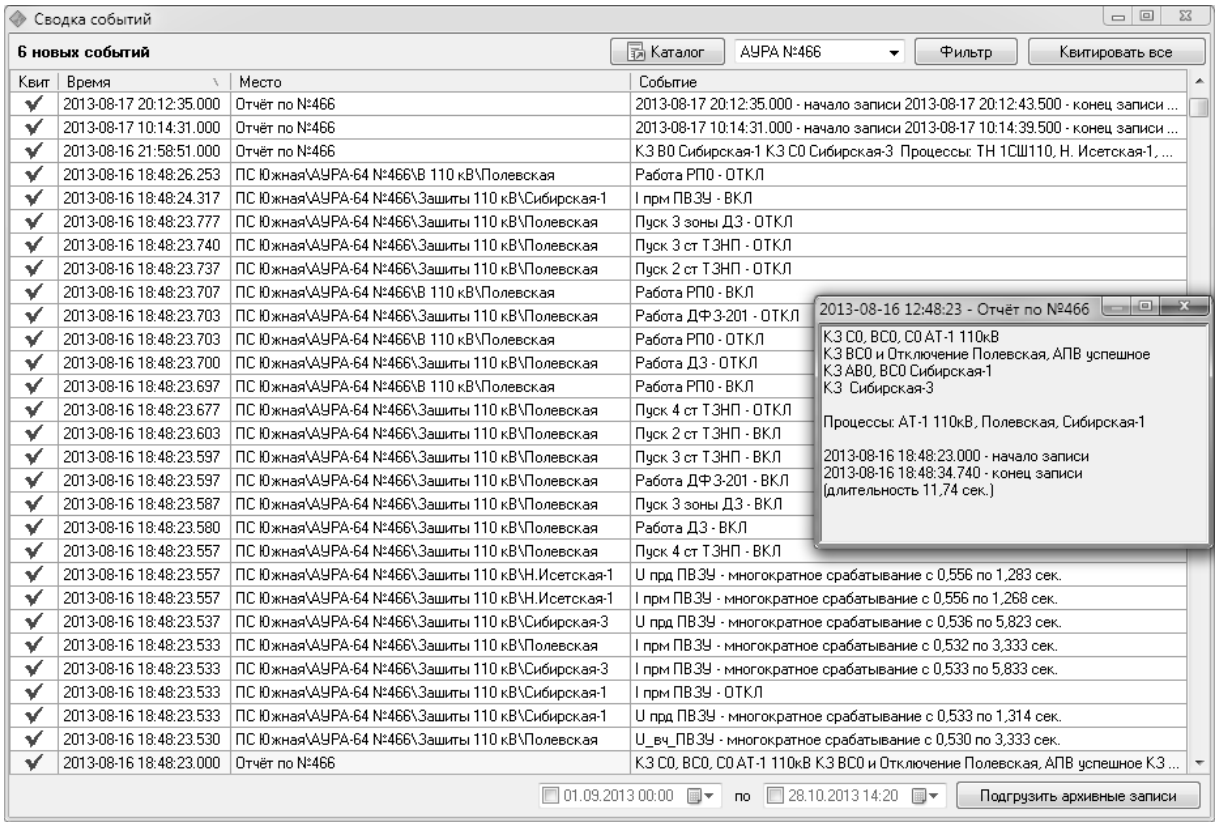
audit	
time	Время внесения изменения.
user_name	Имя пользователя, внёсшего изменения.
user_address	IP-адрес рабочего места пользователя, внёсшего изменения.
table_name	Имя таблицы, в которую внесены изменения.
operation	Суть изменения - что было и что стало.

3. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТЫ СИСТЕМЫ

1. Срабатывание одного или нескольких регистраторов.
2. Передача аварийной записи по протоколу МЭК 60870-5-104 на ближайший по иерархии сервер системы. Информация о факте и длительности аварийной записи сохраняется в таблице **records**, измеренные значения по всем аналоговым каналам и состояния дискретных каналов на начало и конец аварийной записи, а также все изменения между этими моментами, сохраняются в таблице **packets**.
3. Автоматический анализ аварийного процесса с описанием работы оборудования и определением места повреждения. При анализе используются встроенные алгоритмы, обработчики из таблицы **scripts**, а также параметры линий для ОМП из таблицы **hierarchy**.
4. Составленный текстовый отчет поступает в базу данных и сохраняется в таблице events.
5. Оповещение оперативного персонала о аварийном событии с отображением текста отчёта.
6. Реакция оперативного персонала на оповещение. Помимо всплывающих сообщений о происходящих событиях, оператору



доступен журнал, позволяющий просматривать как новые, так и уже сквитированные отчёты. В любой момент оператор может просмотреть список объектов, имеющих новые события.



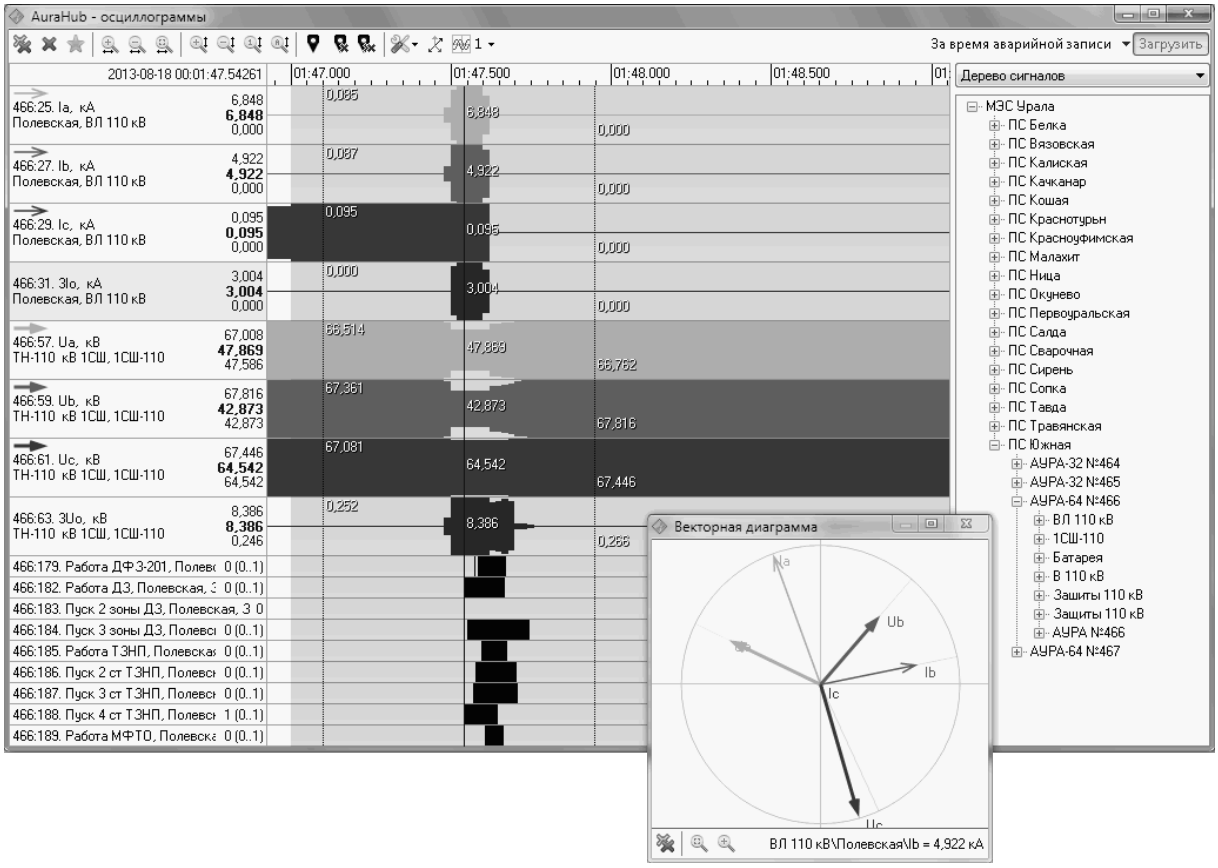
7. Получение с регистраторов оригинальных аварийных файлов и помещение их в соответствующие каталоги на сервере системы.

Таким образом оперативный персонал незамедлительно получает информацию не только о фактах аварийных событий, но и о причинах, которые их вызвали с хронологическим описанием работы оборудования.

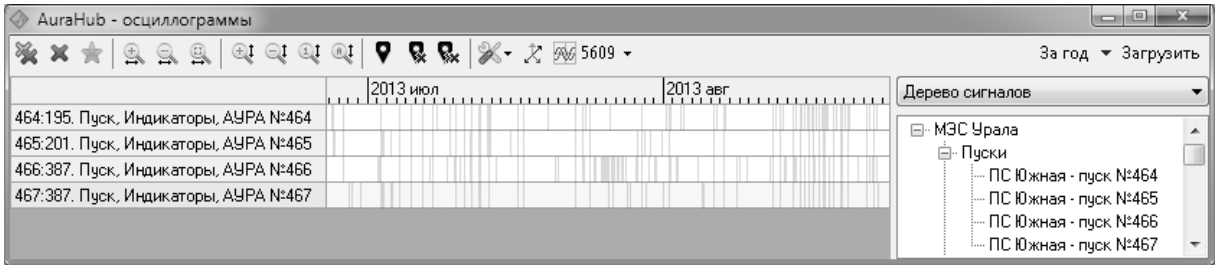
4. РАБОТА С БАЗОЙ ДАННЫХ

В случае необходимости участия человека в анализе аварии, задействуется графический интерфейс отображения осциллограмм. Он допускает просмотр ретроспективы с произвольным набором каналов произвольного числа регистраторов, включая:

- действующие значения аналоговых сигналов в предаварийном, аварийном и послеаварийном режимах
- фазные соотношения аналоговых синусоидальных сигналов в предаварийном, аварийном и послеаварийном режимах
- частоты аналоговых синусоидальных сигналов в предаварийном, аварийном и послеаварийном режимах
- время каждого замера сигналов
- состояние и время изменения состояния дискретных сигналов



Для поиска событий в базе данных вводится временной промежуток поиска, набор интересующих каналов и условия поиска. На рисунке ниже приведен пример запроса количества срабатываний регистраторов за год.



5. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ СИСТЕМЫ

Основные функции системы СПА-РВ можно сформулировать следующим образом:

Автоматическое, в режиме реального времени, получение аварийных записей с регистраторов по протоколу МЭК 60870-5-104 (действующие значения, фазные соотношения и частота аналоговых сигналов, а также состояние и время изменения дискретных сигналов). При этом объем передаваемой информации в сотни раз меньше объема аварийного файла.

Автоматический анализ полученных аварийных записей с формированием диспетчерских сообщений о событиях, включая факты и типы КЗ, ОМП, факты работы устройств РЗА. Программный модуль ОМП установлен на верхнем уровне, здесь можно применить не только односторонний метод расчета, но и двухсторонний, при этом точность расчета значительно повышается, а моделирование линий упрощается. Предусмотрена возможность углублённого анализа скриптовыми обработчиками (JavaScript, VBScript), позволяющая автоматически оценивать правильности работы оборудования.

Оповещение персонала об аварийных событиях. Оповещение происходит оперативно, в течение секунд после события, только об интересующих персонал событиях, содержит место, время, тип и параметры события по результатам анализа.

Отображение записей для дополнительного анализа (графики, векторные диаграммы, годограф и т.п.). Если необходимо уточнить какие-либо нюансы аварийного процесса, можно запросить оригинальный аварийный файл с соответствующего регистратора.

Накопление полученной информации для дальнейшей обработки. В результате работы системы, на верхнем уровне формируется непрерывный «аварийный файл», длина которого может достигать десятков лет, в зависимости от «глубины» архива сервера.

Обработка накопленных данных и сбор статистики за определенный период времени: количество срабатываний регистраторов, количество аварийных отключений, расход ресурса выключателей и т.п.

6. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ СИСТЕМЫ

В настоящее время система развёрнута в МЭС Урала, на объектах Свердловского ПМЭС и Пермского ПМЭС. Параметры системы:

61 регистратор на 34 подстанциях

4 регистратора передают данные в режиме реального времени

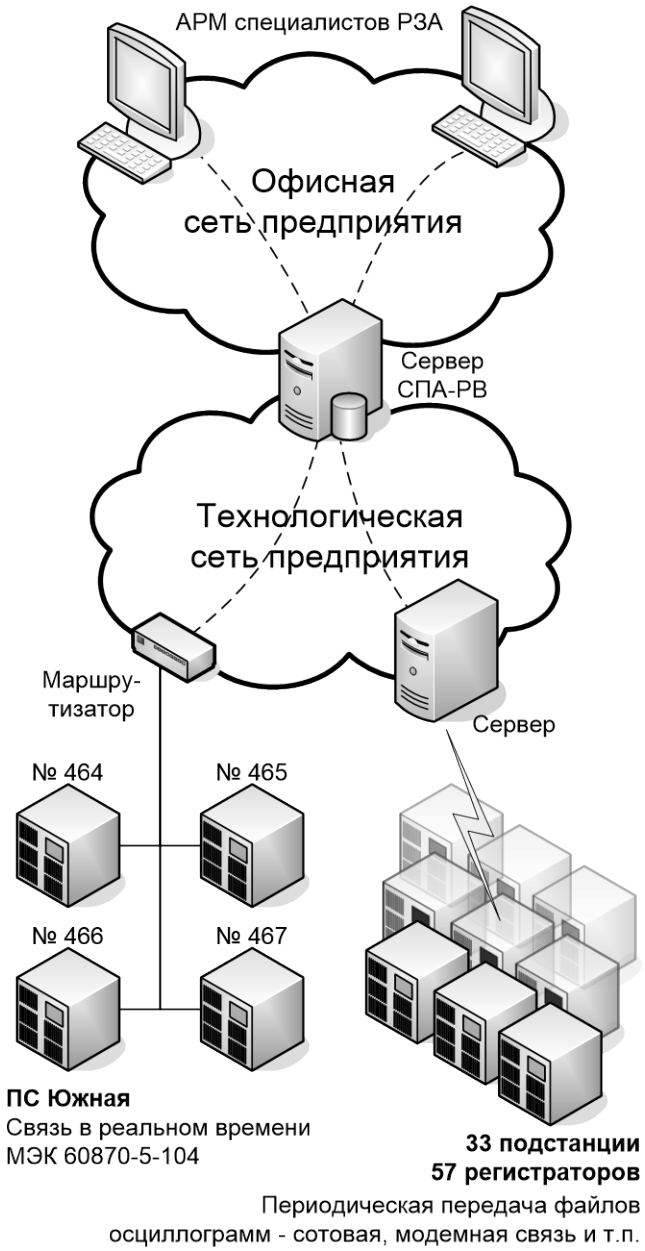
остальные в режиме периодической передачи файлов

охват периода более 3 лет

более 50000 обработанных осциллограмм в базе данных

Система получила положительную оценку со стороны специалистов службы РЗА, планируется расширение системы на Южно-Уральское ПМЭС и Оренбургское ПМЭС, а также постепенный перевод всех подстанций на передачу осциллограмм в протоколе МЭК 60870-5-104.

В процессе эксплуатации велась совместная со специалистами МЭС Урала работа над усовершенствованием системы.



7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Система реализована на базе регистратора аварийных событий «АУРА» производства ООО «Свей», г. Екатеринбург, http://aura-e.ru/aura.php

Авторы:

Рябцев Евгений Анатольевич, 17.04.1978 г.

В 2002 году окончил УГТУ-УПИ, кафедру «Автоматизированные системы обработки информации». В настоящее время работает ведущим инженером-программистом ООО «Свей»

Чернов Владимир Иванович, 22.03.1952 г.

В 1977 году окончил электротехнический факультет Уральского электромеханического института инженеров железнодорожного транспорта (УЭМИИТ). В настоящее время занимает должность главного инженера ООО «Свей».

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ СРЕДСТВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ. САПР E3.SERIES ДЛЯ ПРОЕКТНЫХ И КОНСТРУКТОРСКИХ РАБОТ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

Спиридонов А.В. (ЗАО «Компания ПОИНТ»)

Программный комплекс E3.series – современное решение на рынке САПР для электротехники, на основе которого реализуется полный цикл проектных задач в области энергетики, начиная от создания главной и структурных схем и заканчивая принципиальными схемами ячеек – с последующей выдачей задания заводу-изготовителю.

Отличительной особенностью E3.series является сквозное проектирование – технология, обеспечивающая мгновенное автоматическое обновление всех проектных данных при изменении любой части проекта. Например, при изменении типа, обозначения или любого другого свойства терминала на одной из структурных или принципиальных схем, указанное изменение сразу же скорректирует всю проектную документацию, где присутствует данный терминал, включая все схемы и чертежи – вплоть до задания заводу-изготовителю.

Система содержит развитый инструментарий для всеобъемлющего контроля возможных проектных ошибок – как на стадии разработки проекта, так и на этапе сборки шкафов.

Открытая платформа E3.series обеспечивает интеграцию с ERP/PDM-системами и всеми 3D-системами конструкторского моделирования.

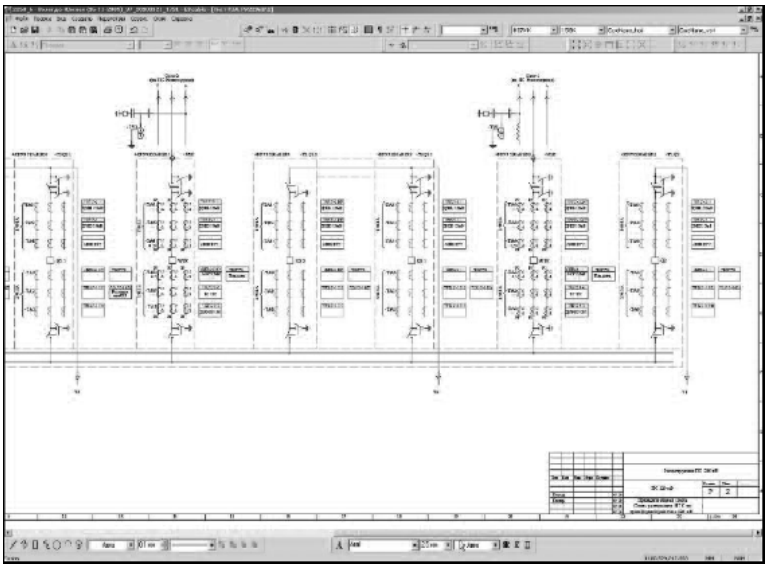


Рис. 1. Размещения ИТС по главной схеме.

Все отчетные табличные документы (спецификации, перечни элементов, кабельные журналы, таблицы привязок сигналов, таблицы соединений и пр.) создаются автоматически – в полном соответствии со стандартом предприятия.

Любой проект обязательно проходит несколько итерационных стадий его выполнения. Модуль управления ревизиями E3.series позволяет вести контроль версий проекта и управлять ими. В случае необходимости, пользователь может «откатить» проект до какого-либо предшествующего состояния, а также вывести перечень и содержание внесенных изменений – на листы схемы или в табличный файл.

Рис. 2. Схематичное представление проекта.

E3.series – единственная CAD/CAE-система, в которой можно начинать разработку проекта со структурной схемы (стадия «П»). В дальнейшем на ее основе можно выполнять рабочую документацию (стадия «РД») по проекту – полностью соответствующую стандарту предприятия.

Типовой состав рабочей документации:

1. отдел первичной коммутации:
   1) главная схема;
   2) схемы собственных нужд и др.
2. отдел РЗА и вторичной коммутации:
   1) структурные схемы;
   2) принципиальные схемы;
   3) однолинейные схемы;
   4) схемы расположения защит на ОРУ;
   5) задания заводу-изготовителю и др.
3. отдел АСУТП:
   1) структурные схемы;
   2) схемы внешних проводок;
   3) принципиальные схемы;
   4) однолинейные схемы;
   5) схемы информационных сетей;
   6) задания заводу-изготовителю и др.

Рис. 3. Последовательность полного цикла услуг, предоставляемых Компанией ПОИНТ по проекту.

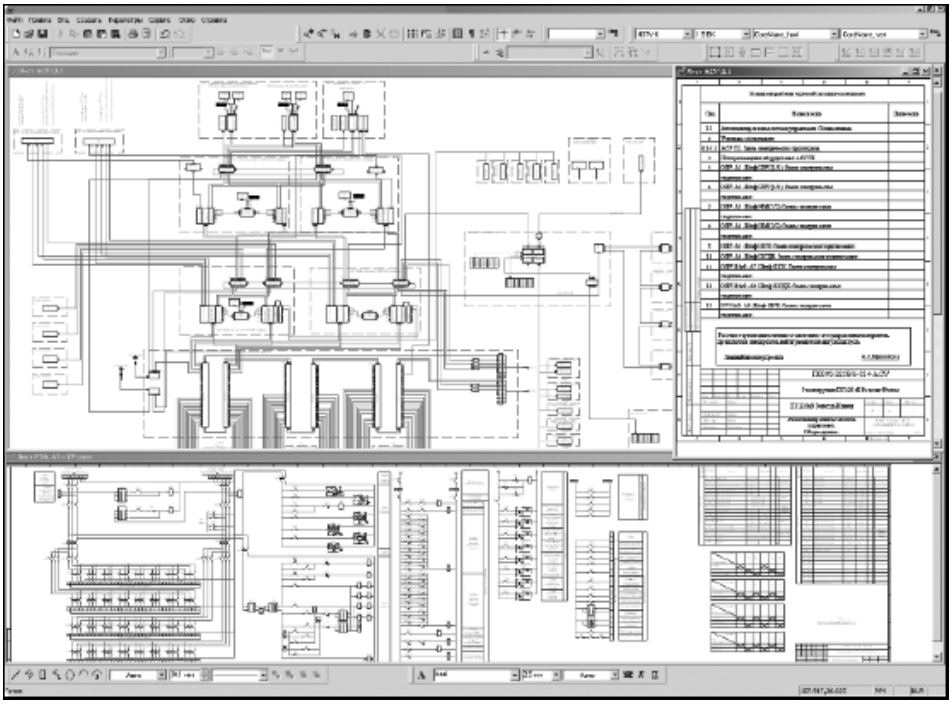


Рис. 4. 1) Структурная схема АСУТП. 2) Ведомость рабочих чертежей основного комплекта. 3) Схема принципиальная РЗА с перечнем элементов.

В E3.series с одинаковой легкостью можно выполнять как крупномасштабные проекты, включающие все вышеуказанные разделы, так и локальные проекты, содержащие только один раздел.

В крупных проектных организациях к работе над одним проектом привлекается несколько специализированных групп разработчиков из разных отделов. В таких случаях используется многопользовательская технология E3.series, обеспечивающая параллельную согласованную разработку всех разделов проекта.

Каждая рабочая группа имеет дело с одним и тем же единым проектом, а рабочие места отдельных специалистов могут быть территориально разнесены и связаны локальными сетями или через Интернет. При этом изменения, вносимые в проект любым из участников разработки, мгновенно отображаются во всех остальных частях проекта.

Многопользовательская технология E3.series резко уменьшает число ошибок, как правило, возникающих при использовании других технологий проектирования – из-за отсутствия реального взаимодействия между разными отделами.

E3.series решает широкий спектр задач, стоящих как перед проектными организациями, так и перед изготовителями электрических шкафов и ячеек КРУ. Для первых одной из самых актуальных задач является быстрое и качественное формирование задания заводам-изготовителям. Для вторых – переработка конструкторской документации и формирование технологических документов, отвечающих стандартам и требованиям конкретного производства.

Состав документации для задания заводу-изготовителю включает:

1. принципиальную схему;
2. чертеж общего вида;
3. схему соединений или монтажную схему;
4. таблицу соединений.

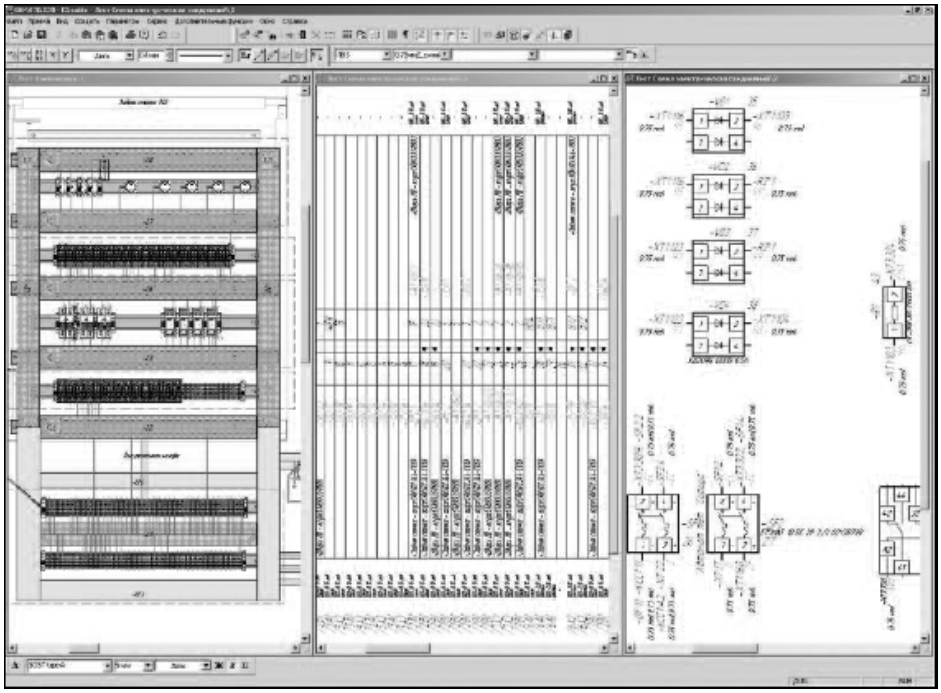


Рис. 5. 1) Компоновка шкафа. 2) Таблица подключения клемм. 3) Схема соединений.

Специально разработанный функционал E3.series позволяет получить монтажную схему в полном соответствии с российскими стандартами. После выполнения автотрассировки проводов внутри шкафа информация об адресах обратных подключений, а также о типе и сечении подводимых проводов генерируется в полностью автоматическом режиме.

Таблица соединений также выдается автоматически – по созданной принципиальной схеме.

Предприятиям, специализирующимся на сборке ячеек или имеющим собственное сборочное производство, E3.series предоставляет новые возможности усовершенствования существующей технологии. Применение E3.series позволяет значительно (до 50%) сократить время сборки каждой ячейки и уменьшить число ошибок, связанных с человеческим фактором – благодаря автоматизации ряда операций и адаптации проекта к производственным возможностям конкретного предприятия.

Вся конструкторская и технологическая документация создается автоматически согласно ГОСТ и стандарту предприятия – фактически нажатием одной кнопки. Карты раскладок проводов, таблицы прозвона цепей, таблицы проводов, схема разметки отверстий, таблицы бирок проводов и таблицы наконечников – вот неполный список технологических документов, которые автоматически получается из проекта E3.series буквально за несколько секунд.

Помимо бумажных документов, E3.series позволяет генерировать в электронном виде данные для технологических автоматов и полуавтоматов.

www.e3series.ru
+7 (495) 781-54-81
e3@pointcad.ru, e3@e3series.ru

Спиридонов Андрей Викторович, в 2004 году окончил факультет Информатики и систем управления МГТУ им. Н.Э. Баумана, кафедра Проектирования и технологии электронно-вычислительных средств. С 2006 года работает в ЗАО «Компания ПОИНТ». Должность – Начальник электротехнического отдела.

Спиридонов А.В.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ВЧ КАНАЛОВ РЗА НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННОЙ АППАРАТУРЫ

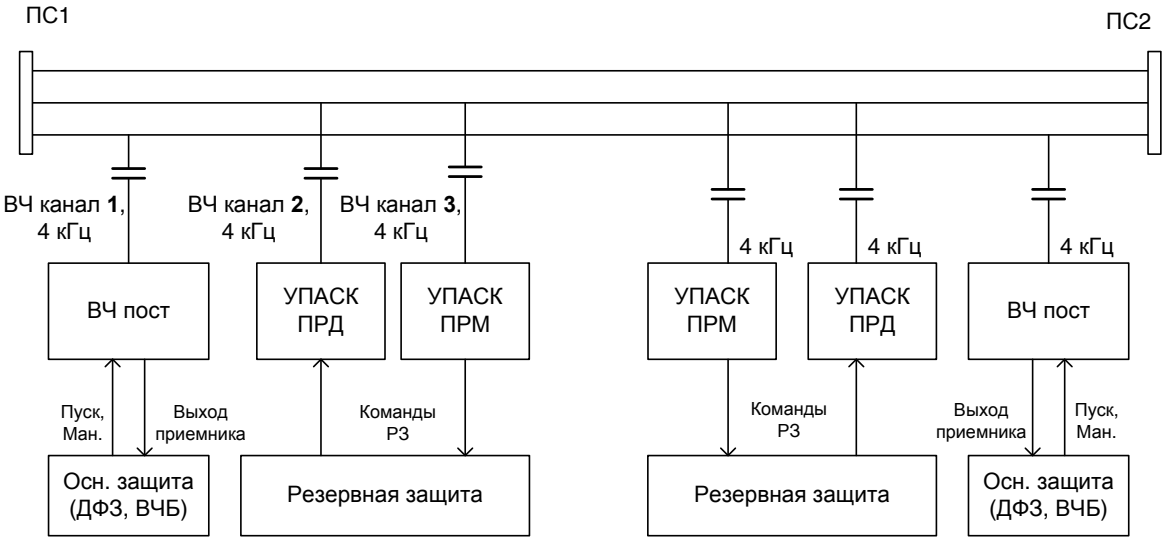
Чирков А.Г., Чирков Ю.Г, (ООО «Прософт-Системы»)

Ключевые слова.
ВЧ каналы: специализированные, комбинированные. РЗА, основная защита: ДФЗ, ВЧБ, резервная защита, команды РЗ. Аппаратура связи для РЗА: ВЧ пост, УПАСК передатчик и приемник.

Устоявшийся в настоящее времени порядок в организации ВЧ связи для РЗА линий 110 кВ и выше состоит в раздельном использовании 3-х высокочастотных (ВЧ) каналов, организованных на специализированном оборудовании:

- 1 - ВЧ канал для работы ВЧ постов, предназначенных для обмена сигналами основных защит линий, таких как ДФЗ, ВЧБ;
- 2 и 3 – ВЧ каналы УПАСК для передачи команд.

Для каждого канала связи требуется полоса частот 4 кГц, причем, как правило, связь для ВЧ постов организовывается по одной из фаз передачи, для УПАСК - по другой (Фиг. 1).



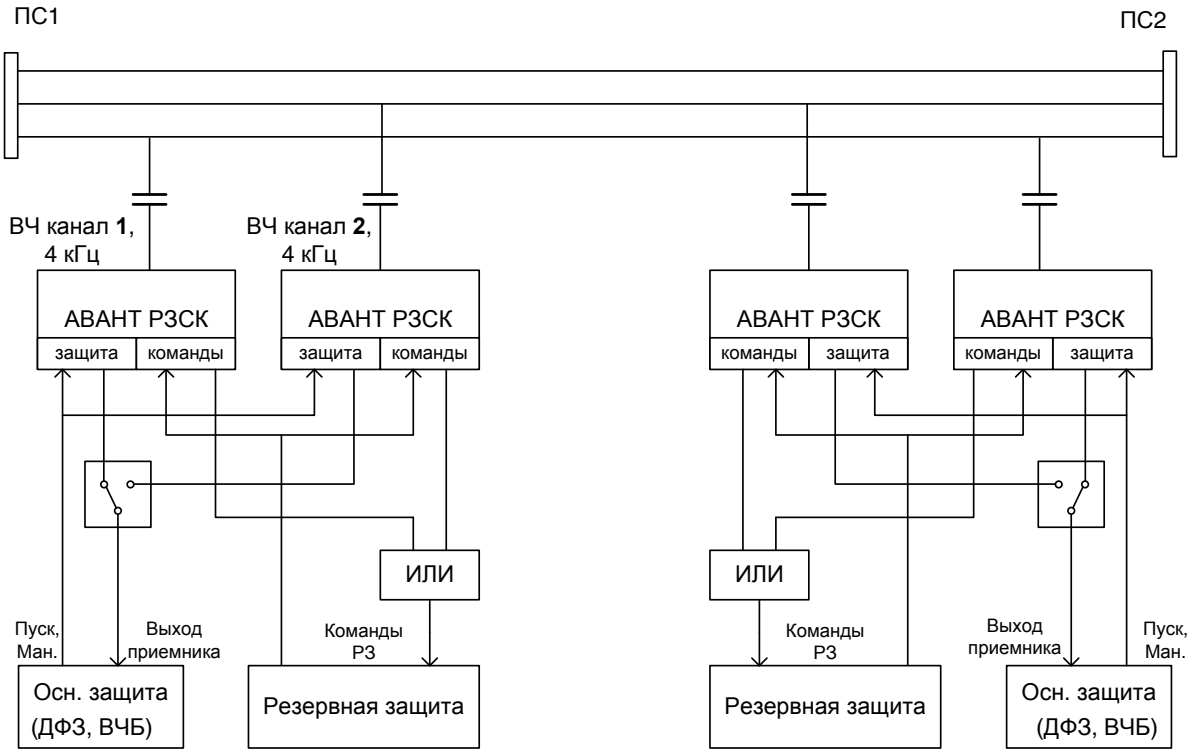
Фиг. 1. Решение по организации ВЧ каналов РЗА на специализированной аппаратуре.

При выходе из строя какого-либо устройства: ВЧ поста, передатчика или приемника УПАСК – теряются определенные цепи защит или команд, т.е. снижается общая надежность системы.

В данной публикации рассматривается техническое решение по организации каналов ВЧ связи для РЗА, позволяющее повысить надежность связи, за счет дополнительного резервирования, с одновременным снижением количества единиц оборудования и диапазона используемых частот

Данное решение основано на использовании приемопередатчика АВАНТ РЗСК, являющимся комбинированным устройством, способным осуществлять передачу сигналов ВЧ защит, с одновременной дуплексной передачей до 4 команд, по ВЧ каналу шириной 4 кГц.

Предлагаемое решение заключается в том, что используется 2 канала по 4 кГц (вместо 3-х, как предполагается при традиционном подходе, описанном выше), причем один канал организуется в полосе частот ВЧ поста, а другой – в полосе одного из УПАСК (Фиг.2).



Фиг. 2. Решение по организации ВЧ каналов РЗА на комбинированной аппаратуре.

Каждый из каналов выполняется на приемопередатчике АВАНТ РЗСК. К обоим приемопередатчикам параллельно подключаются цепи защит (сигналы пуска, манипуляции) от терминала защиты и сигналы команд. Выходы приемника защиты от обоих приемопередатчиков поступают на терминал защиты либо через ключ (как показано на Фиг.2), либо могут объединяться по схеме ИЛИ непосредственно в терминале защиты. Выходы команд от приемопередатчиков также объединяются по схеме ИЛИ, либо коммутируются вручную, через ключ.

При выводе из работы одного из приемопередатчиков, все цепи защит – основной и резервной – остаются в работе, так как продублированы посредством другого приемопередатчика АВАНТ РЗСК, работающего по другой фазе.

Кроме экономии единиц оборудования, полосы частот и возможности дополнительного резервирования, данное решение предусматривает применение полностью однотипного оборудования, что позволяет также сократить время ПНР, обслуживание и ЗИП.

Чирков А.Г., Чирков Ю.Г, Россия. Екатеринбург,ООО «Прософт-Системы», E-mail: plc@prosoftsystems.ru

БМРЗ-150

М.Г. Пирогов (НТЦ "Механотроника")

Описаны основные особенности и функциональные возможности устройств релейной защиты БМРЗ-150.

Ключевые слова: релейная защита и автоматика, БМРЗ-150, однофазное замыкание на землю

Для защиты объектов в сетях 6-35 кВ НТЦ "Механотроника" выпускает широко известные устройства релейной защиты серии БМРЗ-100. Начиная с 2006 года выпущено порядка 40 тысяч устройств этой серии. Благодаря своим широким возможностям, высокой надежности и отличному соотношению цена/качество блоки БМРЗ-100 за прошедшие годы получили широчайшее распространение на объектах распределительных сетей, в промышленности и на транспорте, на предприятиях нефтегазового и горнодобывающего комплекса.

Почти десять лет активной эксплуатации подтвердили высокую надежность и удобство эксплуатации устройств.

Развивая удачные технические решения блоков БМРЗ-100, мы применили новейшую элементную базу, мощный процессор обработки данных, учли пожелания проектных и эксплуатирующих организаций и значительно расширили возможности аппаратной платформы и программного обеспечения устройств

Обновленную линейку устройств БМРЗ-100, появившуюся в начале 2013 года, можно разделить на три серии, в зависимости от функциональных возможностей: базовая, промежуточная и многофункциональная.

В таблице 1 приведены аппаратные различия данных серий БМРЗ-100.

Таблица 1. Аппаратные различия устройств БМРЗ-100

	Базовая серия (БМРЗ-100)	Промежуточная серия (БМРЗ-120)	Многофункциональная серия (БМРЗ-150)
Аналоговые входы, шт	6	6	8
Дискретные входы, шт	10	10	22
Дискретные выходы, шт	10	10	21
Порты RS-485, шт	1	2	2
Порты Ethernet, шт	0	2	2
Порты PPS, шт	0	1	1

Все обновленные устройства имеют на лицевой панели как незамерзающий дисплей и клавиатуру для изменения уставок защит и просмотра информации, так и 10 свободно назначаемых светодиодных индикаторов, 2 свободно назначаемые кнопки.

Все устройства БМРЗ-100 обладают портом USB для связи с компьютером. Для настройки устройства, а также считывания аварийной информации нет необходимости подавать оперативное питание на устройство, достаточно питания по USB.

Для подключения к системе единого времени в устройствах БМРЗ-120 и БМРЗ-150 предусмотрен вход для подключения сигнала коррекции времени PPS.

Современный коммуникационный контроллер устройств БМРЗ-120 и БМРЗ-150 предоставляет 2 канала передачи данных в систему АСУ: RS-485 и проводной или оптический Ethernet, и 2 аналогичных канала синхронизации времени.

В блоках поддерживаются протоколы коммуникационного обмена Modbus, МЭК 60870-101, 103, 104, ведутся работы по протоколам МЭК 61850 MMS и GOOSE.

Работа БМРЗ-100 по протоколам обмена данными 101, 104 подтверждена сертификатом соответствия профиля СО ЕЭС.

В устройствах серии БМРЗ-100 реализована поддержка протоколов Modbus, МЭК 60870-101, 103. Для этих целей в блоке предусмотрен один порт RS-485.

Для синхронизации времени устройства БМРЗ-120 и БМРЗ-150 поддерживают широкий спектр современных цифровых протоколов синхронизации времени TCIP, NMEA, SNTP, PTP.

Внешний вид устройства многофункциональной серии БМРЗ-150 представлен на рисунке 1.

Рисунок 1. Внешний вид БМРЗ-150

В ходе работы над совершенствованием устройств БМРЗ-100 особое внимание было обращено на принципы построение программного обеспечения. Для этого нами были тщательно проанализированы имеющиеся на настоящее время методы конфигурирования и настройки цифровых устройств РЗА.

Программное обеспечение обновленных устройств БМРЗ-100 сразу готово к работе – достаточно задать уставки защит и автоматики. Выполняемые функции, минимальные необходимые входные и выходные сигналы, все внутренние связи жестко заданы в заводском программном обеспечении, их работа и их безошибочность гарантируется производителем – НЦТ "Механотроника".

В то же самое время в программе имеются инструменты, позволяющие при необходимости легко осуществить дополнительные назначение выходных сигналов на свободные программируемые выходы (например, повторители сигналов отключения, положения выключателя). Также можно осуществить привязку программируемых входов к предусмотренным логическим сигналам заводской программы, используя простейшие логические операции – например, осуществить блокирование ступени максимальной токовой защиты (МТЗ) от дискретного входного сигнала, или назначить действие какого-либо входа на вызывную сигнализацию.

Кроме простых изменений, предусмотрена возможность решения и более сложных задач, вплоть до создания собственных функций защиты и автоматики (например, алгоритма управления системой охлаждения).

Таким образом, обеспечивается возможность простой модификации программного обеспечения БМРЗ-100 для привязки к проекту, с сохранением заводской гарантии его работы – ведь все ключевые и ответственные функции защиты и автоматики закрыты от изменений.

Для выполнения конфигурирования и мониторинга состояния БМРЗ-100 предназначено специализированное единое программное обеспечение – «Конфигуратор-МТ», входящее в комплект поставки блоков БМРЗ-100 и предоставляемое бесплатно.

Варианты исполнений устройств БМРЗ-100 в зависимости от их применения приведены в таблице 2.

Таблица 2. Исполнения устройств БМРЗ-100

Применение	Базовая серия (БМРЗ-100)	Промежуточная серия (БМРЗ-120)	Многофункциональная серия (БМРЗ-150)
35 кВ			
Дифференциальная защита трансформатора	-	-	БМРЗ-**153**-2-Д-**УЗТ**-01
Автоматика регулирования напряжения трансформатора	БМРЗ-**108**-2-Д-**ЦРН**-01	БМРЗ-**128**-2-Д-**ЦРН**-01	БМРЗ-**152**-2-Д-**ЦРН**-01
Дистанционная защита линии	-	-	БМРЗ-**152**-2-Д-**КСЗ**-01
6 - 10 кВ			
Защита и автоматика на выключателе ввода	БМРЗ-**103**-2-Д-**ВВ**-01	БМРЗ-**123**-2-Д-**ВВ**-01	БМРЗ-**152**-2-Д-**ВВ**-01
Защита и автоматика на секционном выключателе	БМРЗ-**103**-2-Д-**СВ**-01	БМРЗ-**123**-2-Д-**СВ**-01	БМРЗ-**152**-2-Д-**СВ**-01
Защита отходящей линии	БМРЗ-**101(102)**-2-Д-**КЛ**-01	БМРЗ-**121(122)**-2-Д-**КЛ**-01	БМРЗ-**152**-2-Д-**КЛ**-01
Общесекционная автоматика по частоте и напряжению	БМРЗ-**104**-2-Д-**ТН**-01	БМРЗ-**124**-2-Д-**ТН**-01	БМРЗ-**152**-2-Д-**ТН**-01
Защита высоковольтного электродвигателя	-	-	БМРЗ-**152**-2-Д-**ЭД**-01

Из таблицы 2 легко заметить одно из неоспоримых преимуществ устройств многофункциональной серии – их аппаратную унификацию. Различие устройств данной серии определяется лишь программным обеспечением. Такое решение позволяет сократить до минимума количество устройств, находящихся в резерве.

Заводские версии программного обеспечения включают в себя все необходимые функции защит и автоматики для представленных в таблице 2 применений. Отдельного необходимо отметить функцию определения направления однофазного замыкания на землю - СНОЗЗ.

Селективное отключение однофазных замыканий в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью, а особенно при дуговых замыканиях, является давно известной проблемой.

Проблема связана с низким уровнем (а в случае полной компенсации – с отсутствием) токов нулевой последовательности при замыкании на землю.

Существуют различные способы и устройства защиты таких сетей, однако наиболее распространенным остается способ последовательного ручного отключения присоединений. Автоматические специализированные устройства защиты от однофазных замыканий, обеспечивающие селективное срабатывание, сложны в настройке и эксплуатации и далеко не всегда обеспечивают надежное селективное срабатывание.

В НТЦ "Механотроника" разработана функция селективной направленной сигнализации однофазных замыканий на землю СНОЗЗ, работающая децентрализовано в составе обычного терминала релейной защиты и автоматики.

Работа функции СНОЗЗ основана на анализе фаз тока и напряжения нулевой последовательности в момент возникновения однофазного короткого замыкания. При этом осуществляется цифровая обработка сигналов и их анализ во временном окне длительностью 10 мс, и делается вывод о направлении короткого замыкания – произошло оно на контролируемом фидере или "за спиной".

Особенности цифровой обработки и возможности мощного многоядерного процессора новых блоков БМРЗ-100 позволили отказаться от сложно определяемых уставок защиты: для функции требуется только указать тип применяемой нейтрали: изолированная, компенсированная или резистивно-заземленная.

Функция СНОЗЗ успешно прошла многочисленные лабораторные и, что не маловажно, натурные испытания на объектах заказчиков.

В блоках БМРЗ-100 функция СНОЗЗ действует на сигнализацию, что позволяет оперативному персоналу при ликвидации КЗ в первую очередь осуществить отключение поврежденного присоединения. При необходимости действие функции может быть назначено на отключение.

На основе линейки обновленных устройств БМРЗ-100 НТЦ "Механотроника" предлагает комплексные решения по организации релейной защиты и автоматики подстанций 35/6(10) кВ.

ОСТРОВ РУССКИЙ - ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ МИКРОЭНЕРГОСИСТЕМ

Горте О.И., Кирьянова Н.Г., Шипилов В.К., Остапенко А.И.
Новосибирский государственный технический университет
Хмелик М.С., Арестова А.Ю., Гробовой А.А.
Новосибирский государственный университет

1. ПРЕДПОСЫЛКИ СОЗДАНИЯ МИКРОЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Географическое положение о. Русский и конфигурация его сети электроснабжения, в том числе вновь созданного кампуса Дальневосточного федерального университета (ДВФУ), позволяет рассматривать о. Русский как уникальную площадку для экспериментальных исследований технологий микроэнергосистем[1] и виртуальных электростанций[2], поскольку этот регион известен своими возможностями развития солнечной и ветровой энергетики.

Сеть электроснабжения о. Русский как компонент ОЭС Востока, с единственной точкой присоединения этой сети к Приморской энергосистеме, в будущем может представлять собой микроэнергосистему большого размера с установленной мощностью 10-50 МВт. В свою очередь, сеть электроснабжения кампуса ДВФУ, в качестве источника энергоснабжения которой выступает одна из ПС 35/10 кВ, также может быть рассмотрена, во-первых, в качестве возможной микроэнергосистемы среднего размера мощностью 1-10 МВт, и, во-вторых, - в качестве потенциального места реализации технологии виртуальной электростанции из-за наличия множества ТП 10/0.4 кВ для электроснабжения кампуса ДВФУ. Кроме того, на базе лабораторного корпуса ДВФУ может быть создана физическая модель или собственно микроэнергосистема малого размера с установленной мощностью в несколько десятков кВт. Таким образом, о. Русский может стать полигоном для отработки самых разнообразных коммерческих, технических и информационных решений, в том числе мультиагентных систем управления [1] в области интеллектуальных микроэнергосистем (Smart Grid) [2] в России.

Три современных когенерационных электростанции на базе газовых турбин и котлов утилизаторов недавно введены в эксплуатацию, и существуют планы создания четвертой. Развитие сети электроснабжения может быть продолжено проектом российской компании «РусГидро» по созданию ветровой электростанции на о. Попова, расположенного в непосредственной близости с о. Русский. Нетрудно предположить возможность использования волновых электростанций для электроснабжения потребителей на о. Русский, и принимая во внимание, что использование топливных ячеек стало одним из приоритетных направлений SmartGrid технологий, схема развития микроэнергосистемы может выглядеть так, как изображено на Рис. 1, *а*.

На Рис. 1, *б* представлена возможная инфраструктура микроэнергосистемы кампуса и/или лабораторного корпуса ДВФУ. Компонентами микроэнергосистемы могли бы стать солнечные панели, волновые электростанции, ветроэнергетические установки, топливные ячейки и другие типы возобновляемых источников энергии и распределенной генерации, в том числе разнообразные накопители энергии, электромобили, электровелосипеды и т.д. Мультиагентные технологии управления собственно и позволят создать микроэнергосистему или виртуальную электростанцию на о. Русский, став одновременно инструментом для освоения новых технологий в сфере интеллектуальных энергосистем. Номинальные параметры отдельных устройств распределенной генерации, приведенных на этом рисунке, предложены специалистами ДВФУ; возможные параметры остальных устройств применительно к рассматриваемой микроэнергосистеме предложены авторами настоящей работы.

Необходимый компонент микроэнергосистем - управляемая нагрузка, обычно применяемая для управления установившимися режимами. Если микроэнергосистема располагает быстродействующими накопителями энергии, эта нагрузка может служить и средством противоаварийного управления.

---

[1] Микроэнергосистема (Microgrid)- сеть электроснабжения низшего и/или среднего класса напряжения, имеющая в своем составе источники распределенной генерации (в том числе – возобновляемой энергии) и управляемую нагрузку – комбинацию различных потребителей энергии и устройств ее накопления, - которая может функционировать и как автономная система, и как часть энергосистемы более высокого уровня, благодаря наличию точки примыкания микроэнергосистемы к энергосистеме

[2] Виртуальная электростанция (Virtual Power Plant -VPP) - сеть электроснабжения низшего и/или среднего класса напряжения, отдельные компоненты которой средствами мультиагентной системы управления могут образовывать кластеры распределенной генерации и управляемой нагрузки, и которая не имеет одной точки примыкания к энергосистеме.

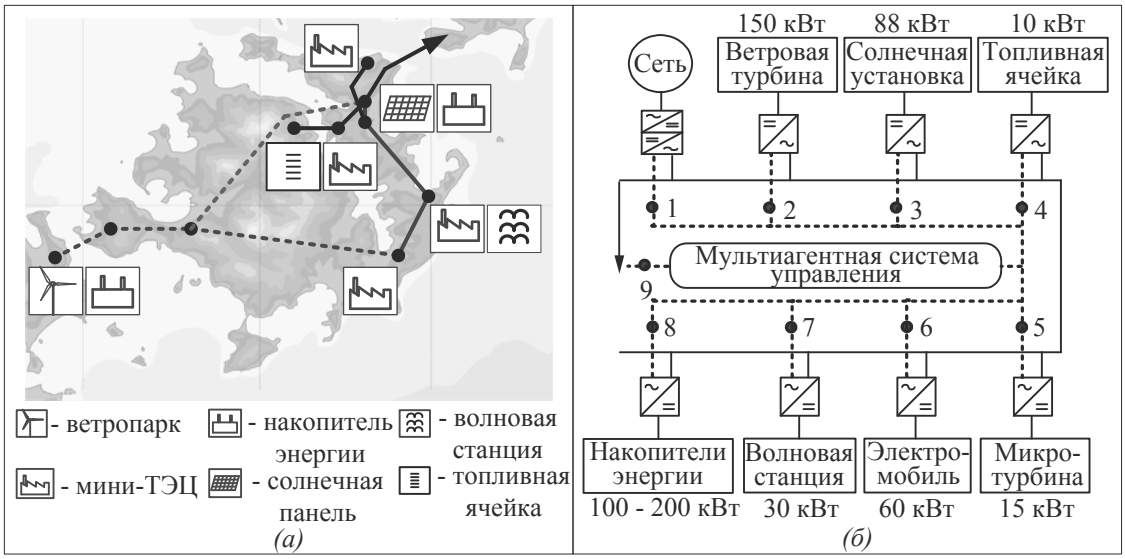


Рис. 1. Возможное развитие схемы электроснабжения о. Русский *(а)* и кампуса ДВФУ *(б)*, 1-9 – агенты.

2. ТЕСТОВЫЕ МОДЕЛИ МИКРОЭНЕРГОСИСТЕМЫ

2.1. Расчетная схема сети электроснабжения о. Русский

Одной из особенностей микроэнергосистемы о. Русский может стать возможность её использования в качестве средства автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) в ОЭС Востока, например, специальной автоматики отключения нагрузки (САОН), с последующим действием на о. Русский устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР). Поэтому математическая модель микроэнергосистемы должна адекватно отражать переходные процессы в сети с распределенной генерацией и быть встроена в модель большой энергосистемы. Этого можно достичь совместным применением программного комплекса EUROSTAG, с моделями на основе действующих значений параметров режима, и программного комплекса MATLAB/Simulink/SimPowerSystems, с моделями на основе мгновенных значений параметров режима, что и позволяет исследовать эффективность применения микроэнергосистемы качестве компонента системы АПНУ.

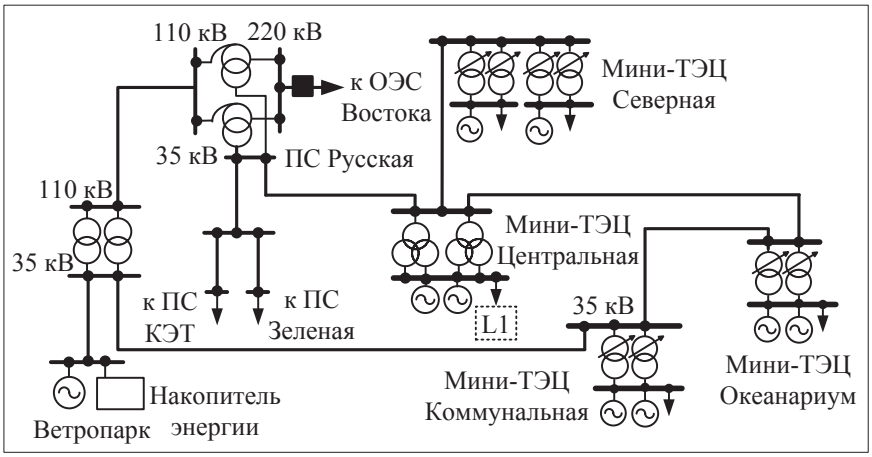


Рис. 2. Принципиальная перспективная схема сети электроснабжения о. Русский.

В настоящий момент электроснабжение о. Русский осуществляется по двум ВЛ 220 кВ от ОЭС Востока, а на когенерационных станциях (мини-ТЭЦ) задействованы лишь водогрейные котлы, но допустима и автономная работа этой сети с самостоятельной электрогенерацией. Условия параллельной работы энергосистемы о. Русский с ОЭС Востока, а также условия аварийного отсоединения микроэнергосистемы от энергообъединения требуют дополнительных исследований. На этапе предварительного анализа динамических свойств энергокластера о. Русский, использована принципиальная схема, приведенная на Рис. 2. Как было отмечено, моделирование переходных режимов в микроэнергосистеме или виртуальной электростанции на о. Русский может потребовать применения программных комплексов различного назначения – для расчетов по мгновенным и действующим значениям параметров режима. Использование в настоящем проекте программного комплекса EUROSTAG 5.1 был обусловлен, в том числе, наличием в нем математических моделей вставок и электропередач постоянного тока на базе преобразователей напряжения и необходимостью изучения переходных режимов в энергообъединении с микроэнергосистемами, а программного

комплекса MATLAB/Simulink – наличием в составе последнего пакета фаззи-логики и моделями распределенной генерации с конверторами и их системами управления.

Тестовая расчетная схема создана на основе параметров сети электроснабжения, приведенных в Табл. 1, где символ “G” – обозначает эквивалентную газотурбинную установку, а “D” – эквивалентный резервный дизель-генератор.

Параметры базового режима Таблица 1.

Генерация			Нагрузка		ЛЭП	
Название станции	**Установленная мощность, МВт**	**Рабочая мощность, МВт**	**Название узла**	**Мощность нагрузки, МВт**	**Название ЛЭП**	**Длина линии , км**
Северная-G	5 x 6,6	5 x 6,6	L1	34,5	ЛЭП1	0,15
Северная-D	2 x 1	0	L2	0,4	ЛЭП2	5
Центральная-G	2 x 1,8	2 x 1,8	L3	16,1	ЛЭП3	1
Центральная-D	2 x 1	0	L4	2,1	ЛЭП4	1
Океанариум-G	2 x 6,6	2 x 6,6	L5	16,3	ЛЭП5	2
Океанариум-D	2 x 1	0	L6	6,3	ЛЭП6	6
Коммунальная-G	2 x 1,5	2 x 1,5	L7	4,0	ЛЭП7	3,7
Коммунальная-D	2 x 0,4	0	Σ	79,6	ЛЭП8	11,1
Ветропарк	5 x 2,3	5 x 2,3	Импорт	14,5	ЛЭП9	4,7
Σ	73,1	66,3				

Предварительные расчеты проведены в предположении, что все нагрузки замещены постоянством сопротивления, за исключением нагрузки L1, представленной двумя частями: 70% – постоянством сопротивления, и 30% – управляемой нагрузкой, представленной активной и реактивной мощностью. Параметры силового оборудования отражают характеристики существующих устройств и не приведены в настоящей работе из-за ограничений на объем статьи.

2.2. Модели устройств управления

Модель устройства АЧР соответствовала нормативным требованиям, принятым в российских энергосистемах: диапазон уставок срабатывания - от 48.8 Гц до 46.5 Гц с шагом 0.2 Гц [3]. Было принято, что устройства АЧР размещены на всех ПС 35 кВ. Мощность отключаемых каждой ступенью АЧР потребителей электроэнергии составляла 5% от исходной мощности нагрузки в узле. Кроме того, были сделаны следующие допущения. Во-первых, предполагалась параллельная работа энергокластера с Приморской энергосистемой по связи 220 кВ между сетями электроснабжения о. Русский и Владивостока. Во-вторых, резервные дизель-генераторы энергоблоков мини-ТЭЦ не учитывались. Следует отметить, что мощности нагрузок в узлах схемы не вполне адекватно отражают нагрузки, которые могут появиться в перспективной схеме электроснабжения, но основные принципы проектирования сетей электроснабжения выдержаны при создании расчетной схемы.

Внезапная потеря связи сети электроснабжения о. Русский с Приморской энергосистемой и возникающий небаланс мощности вызывает срабатывание традиционных средств противоаварийного управления - устройств АЧР. В рассматриваемом случае дополнительным средством служила управляемая по параметрам переходного процесса нагрузка, с тем чтобы демпфировать возникающие в результате аварийного возмущения и действия устройств противоаварийной автоматики колебания частоты и активной мощности. Предполагалось, что одним из компонентов управляемой нагрузки может быть быстродействующий накопитель энергии, на настоящем этапе исследований моделируемый изменением мощности нагрузки.

Как известно, приоритетным направлением управления в интеллектуальных энергосистемах стало применение методов теории нечетких множеств. Один из них реализован в контроллере управления нагрузкой, приведенном на Рис. 3, *а*. Полагая, что этот фаззи-контроллер управляет упомянутыми 30% нагрузки L1, и что схема присоединения этой нагрузки к сети электроснабжения соответствует изображенной на Рис. 3, *а*, а логика фаззи-контроллера - приведенной на Рис. 3, *б* и 3, *в*, можно выполнить расчет переходного режима средствами сопряженных друг с другом программных комплексов EUROSTAG и MATLAB/Simulink. В этом примере для нечеткого вывода использован алгоритм Мамдани и интерфейс Fuzzy Inference System (FIS) из программного комплекса MATLAB/Simulink [4]. Входным сигналом для контроллера служила частота сети (Рис. 3, *а*). Два класса функций принадлежности были задействованы: треугольная и трапециевидная. Для фаззи-управления были использованы правила «если-то», и минимаксный метод – для импликации и агрегирования.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

В качестве расчетных возмущений в вычислительных экспериментах рассмотрено аварийное отключение двух ВЛ 220 кВ, связывающих о. Русский и Приморскую энергосистему, и трехфазное КЗ на ВЛ 110 кВ в схеме выдачи мощности ветровой электростанции, с действием основной РЗ и последующим АПВ.

Анализ переходных процессов выполнен для нескольких сетевых конфигураций и рабочих режимов. Исходные данные для расчета базового режима приведены в Табл. 1. В вычислительном эксперименте рабочая мощность

электростанции “Северная” была принята равной 5.5 МВт, а переток активной мощности по линии связи в направлении о. Русский составлял 22 МВт.

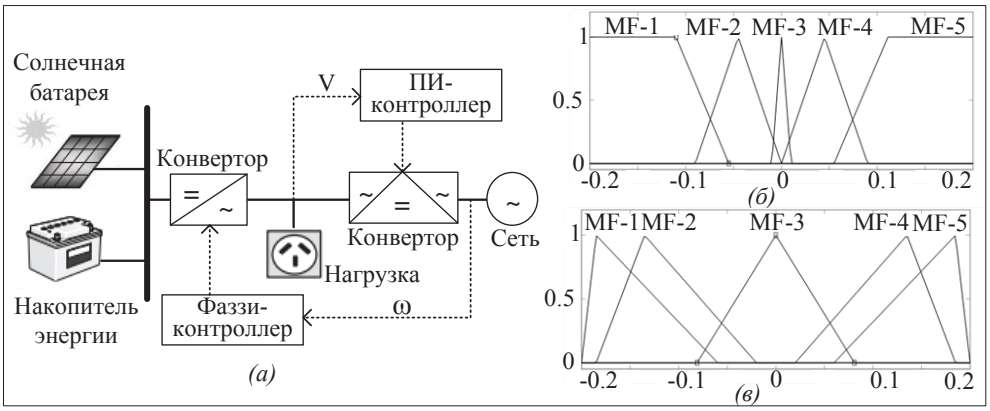


Рис. 3. Подключение источников энергии к сети электроснабжения *(а)* и вид функции принадлежности фаззи-контроллера: *(б)* – входные и *(в)* – выходные параметры, MF1-MF5 – функции принадлежности.

3.1. Ликвидация аварийного дефицита мощности

Результаты вычислительных экспериментов для первого расчетного возмущения и двух различных режимов представлены на Рис. 4. В расчетном режиме переток активной мощности в направлении о. Русский составил 17 Мвт. Входным параметром контроллера была $\omega_{ср.в.}$ – средневзвешенная скорость векторов эдс генераторов 4-х мини-ТЭЦ. Из рисунка следует, что совместное использование устройств АЧР и управляемой нагрузки может обеспечить эффективное демпфирование низкочастотных колебаний параметров режима. Результат расчета переходного процесса, представленный на Рис. 4, *в* и Рис. 4, *г*, иллюстрирует и действие устройств АЧР, и действие фаззи-контроллера. Как видно из рисунков, применение регулируемой нагрузки под управлением фаззи-контроллера, существенно снижает объем отключения потребителей устройствами АЧР.

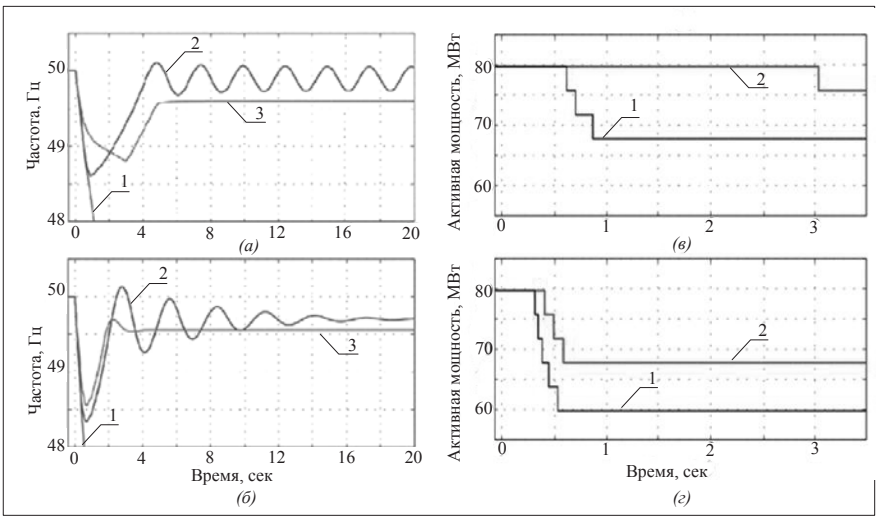


Рис. 4. Частота и активная мощность ЭС Центральная-1, *(а)* – в максимальном, и *(б)* – в базовом режиме: 1 – без управления 2 – с действие АЧР, 3 – с действием АЧР и фаззи-контроллера.

Анализ результатов расчета показал, что регулируемая нагрузка может быть эффективно использована и для уменьшения объема отключения нагрузки устройствами АЧР, и для демпфирования низкочастотных колебаний параметров режима, и даже для предупреждения действия устройств АЧР, что следует из Рис.5, *б*.

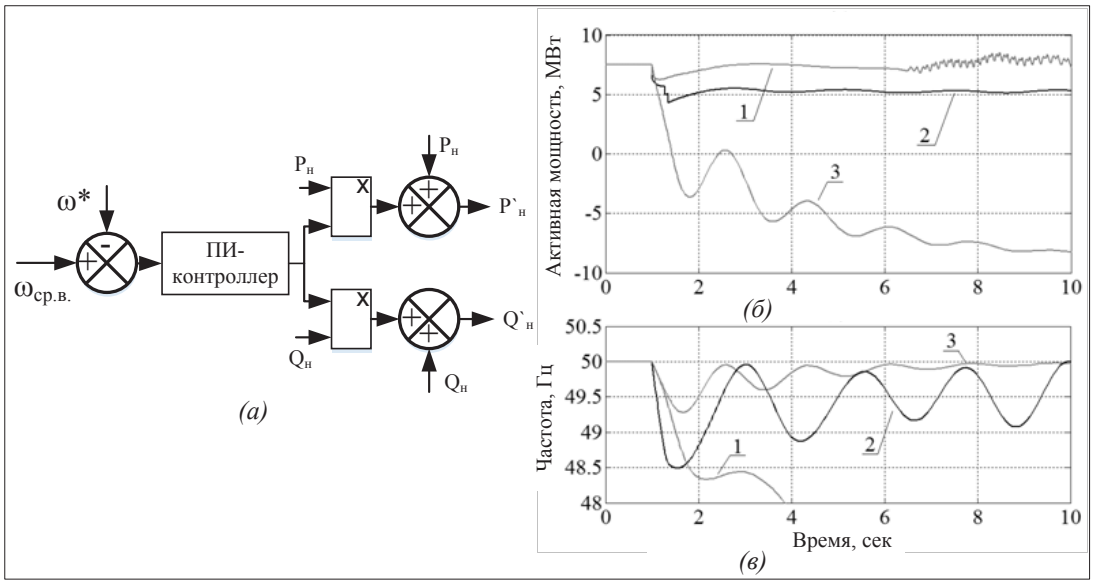


Рис. 5. Схема управления изменяемой долей нагрузки L1 *(а)*; активная мощность *(б)* и частота в узле ее подключения *(в)*: 1 – без управляющих воздействий, 2 – с АЧР, 3 – с АЧР и управляемой нагрузкой.

3.2. Сравнение средств управления ветрогенераторами в аварийном режиме

В качестве средства предотвращения срабатывания защитных устройств от понижения напряжения на шинах ветрогенератора (второе расчетное возмущение) исследовано применение нагрузочных резисторов (НР), по аналогии с продольным электрическим торможением синхронной машины кратковременно вводимые в цепи статора машины двойного питания (Double-Fed Induction Generator - DFIG), а также сверхпроводниковый индуктивный накопитель энергии (СПИН) мощностью 3 МВА, и номинальным напряжением 480 В.

В настоящей работе предполагалось, что защита DFIG содержит схему со следующей логикой: сигнал на отключение ветрогенератора будет сформирован в случае снижения напряжения на его шинах до порога срабатывания 0.75 о.е. с выдержкой времени 0.08 сек., 0.85 о.е. - 0.4 сек, 0.9 о.е с - 60 сек.

Эффект от кратковременного введения НР в статорные цепи DFIG-генератора состоит в предотвращении снижения напряжения на его шинах ниже порога срабатывания защитных реле. Такой метод управления может стать эффективным средством повышения надежности работы энергокластера.

Эффективность применения нагрузочных резисторов показана на примере трехфазного КЗ на ВЛ 110 кВ, отключаемого действием основной РЗ через 0.2 сек с последующим АПВ, бестоковая пауза которого составляет 2.0 сек. Поведение СПИН в этих условиях иллюстрирует Рис.6. Моменты включения НР – 1.04 сек, и отключения – 1.24 сек, соответствуют скачкообразным изменениям параметров режима на Рис. 7. В этом вычислительном эксперименте мощность ветропарка принята равной 11.5 МВт. Номинальная мощность эквивалентного резистора, по отношению к эквивалентному ветрогенератору составляет 30%. Из Рис. 7 видно, что эффект применения нагрузочных резисторов состоит в предотвращении отключения ветрогенераторов и обеспечения надёжной работы микроэнергосистемы. Расчетным инструментом в этом вычислительном эксперименте служил программный комплекс EUROSTAG 5.1.

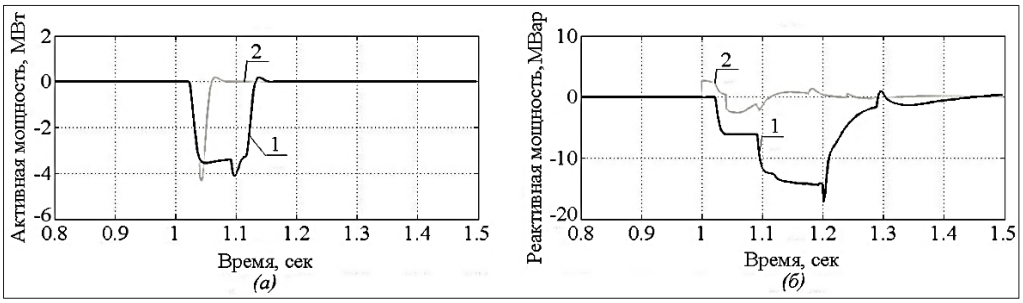


Рис. 6. Активная *(а)* и реактивная *(б)* мощность СПИН: 1- с применением СПИН, 2 - с применением СПИН и НР.

Как видно из Рис. 6 и Рис. 7, *в* и *г*, применение СПИН также обеспечивает удовлетворительные динамические свойства ветропарка, но характер изменения активной и реактивной мощности, разумеется, иной. Несмотря на запаздывание в реакции СПИН, по сравнению с НР, с точки зрения технической целесообразности, это устройство может конкурировать с другими средствами управления, поскольку также предотвращает достижение напряжением порога срабатывания защиты ветрогенераторов.

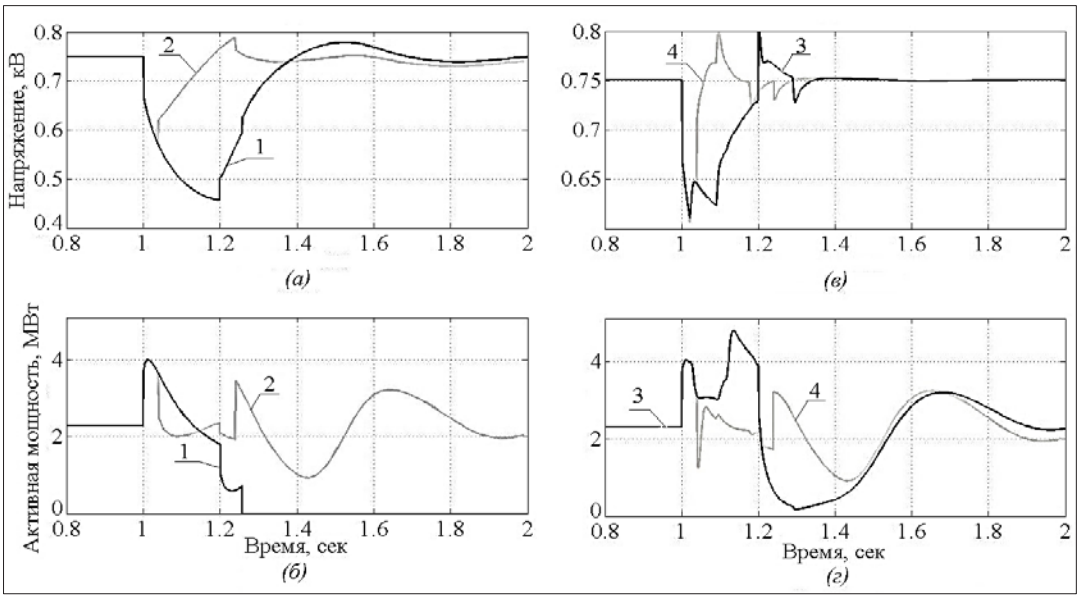


Рис. 7. Напряжение (*а* и *в*) и активная мощность (*б* и *г*) ветрогенератора: 1- без управления, 2- с применением НР, 3- с применением СПИН, 4- с применением СПИН и НР.

4. ВЫВОДЫ

Предложенная в настоящей работе расчетная схема может быть полезной для дальнейших исследований SmartGrid технологий на о. Русский, а предложенная структура микроэнергосистемы -базой для исследования мультиагентных систем управления применительно к кампусу ДВФУ.

Нагрузка, управляемая контроллером нечетной логики и содержащая накопители энергии, может стать эффективным средством демпфирования колебаний параметров режима и минимизации объема отключения потребителей устройствами АЧР.

Нагрузочные резисторы, кратковременно включаемые в статорные цепи DFIG-генератора – это альтернатива иным способам обеспечения устойчивых динамических переходов для ветрогенераторов.

В рассмотренных схемно-режимных ситуациях с принятыми для исследования математическими моделями устройств управления, оснащенный регулятором напряжения пропорционально-интегрального действия СПИН также обеспечивает условия устойчивого динамического перехода ветроагрегатов. Это устройство, в свою очередь, может найти применение в микроэнергосистемах и стать одним из компонентом ветровых электростанций.

На следующих этапах исследования динамических свойств микроэнергосистемы или виртуальной электростанции на о. Русский найдут применение модели и других накопителей энергии - аккумуляторной батареи большой мощности, маховикового накопителя и т.д. вместе с конверторами и их системами регулирования В качестве расчетного инструмента будут служить программные пакеты EUROSTAG и MATLAB/Simulink, действующие как единый вычислительный комплекс.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Nagata T., Sasaki H. A multi-agent approach to power system restoration// IEEE transactions on power systems. – May 2002. – Vol. 17, №2. – pp. 457 – 462.

[2] European SmarGrids technology platform. Vision and strategy for Europe’s electricity networks of the future. European commission. – 2006.

[3] Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. СТО59012820.29.240.001-2011., Москва, 2011 г.

[4] Дьяконов В., Круглов В. Математические пакеты расширения MATLAB. Специальный справочник.- СПб.: Питер. 2001.- 480 с.:ил.

АЛГОРИТМ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ ПО СКОРОСТИ ЧАСТОТЫ И ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ЧАСТОТНОЙ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ

Кислюков В.А., Нестерова А. П. (ОАО «Дальэнегосетьпроект»)
Герасименко А. В (ДВФУ)

1 Введение или суть проблемы

Составным и основным звеном автоматики разгрузки по скорости снижения частоты (АЧРС, ДАР и ЧДА) является измерительный орган скорости снижения частоты (ССЧ). Из основополагающих источников [1] и [2] известны два способа измерения скорости частоты f':

- Непосредственное измерение как отношения приращения частоты Δf за установленный промежуток времени Δt по формуле:

$$f' = \Delta f / \Delta t \quad (1);$$

- Косвенное измерение как отношение установленной разницы между двумя уставками частот $(f_2 - f_1)$ двух реле частоты к измеряемому промежутку времени $(t_2 - t_1)$ между моментами срабатывания этих же реле:

$$f' = \frac{f_2 - f_1}{t_2 - t_1} = \Delta f / \Delta t \quad (2).$$

Из выражений (1) и (2) видно, что суть измерения скорости снижения частоты не меняется, изменяется только поход: для способа по (1) параметр Δt берётся за константу, а для (2) – Δf .

Суть проблемы заключается в том, что, при прямом использовании формулы (1) получим, что если за время Δt взять длительность машинного такта, скажем 8 мс (например, 1 полный цикл расчёта алгоритмов в МКПА производства ООО «Прософт-Системы», г. Екатеринбург), а измерение на этом такте из-за помехи составило всего 0,01 Гц, что в принципе не противоречит требований к точности измерителей частоты – 0,02%, то получим значение скорости – 1,25 Гц/с, которое вступает в противоречие с требованиями к ССЧ, приведённым к настройкам ДАР, например в п. 11.1 и п. 11.6 стандарта [2], то есть на лицо, требуется дополнительная математическая обработка измеряемых данных.

При этом, если 1-й способ достаточно часто приводится в качестве основного, а 2-й способ применён в АОСЧ даже на микропроцессорной базе, например описанной в [3], однако авторам настоящей статьи не известны публикации исследований и сравнения этих ССЧ. Поэтому, целью настоящей работы была разработка надёжного и помехоустойчивого способа измерения ССЧ с использованием всех возможностей микропроцессорной техники по математической обработке сигналов и сравнение этих двух вариантов измерения ССЧ.

2 Принципы построения и структуры измерительных органов ССЧ

Одним из способов повышения точности измерения любого сигнала является его фильтрация, и в частности одним из самых простых – вычисление среднего значения методом скользящего временного окна заданной ширины n:

$$f_{cpi} = \sum_{i}^{i+n} f_i / n \quad (3),$$

где f_{cpi} – среднее значение сигнала, например частоты, на i-м такте; n – постоянное заданное число тактов, которое представляется ширенной скользящего окна. В результате значение f_{cpi} будет представлять из себя i-е среднее значение частоты за время $n \bullet \Delta t$, где Δt уже известное время машинного такта. Следует отметить, что приведённая фильтрация, лучше чем фильтрация с применением децимации, так как для первой используются все расчётные значения каждого такта, а при использовании децимации кроме «пичков» помех, могут отсеиваться и достоверные значения.

Подстановка в формулу (1) значений f_{cpi} вместо Δf повышает точность измерения, так как «пички» помех будут сглаживаться, однако если взять значение n малым, например 2-3 такта, то эффективность от такого усреднения будет низкая, например, для выше приведённой помехи 0,01 Гц, погрешность составит не менее 0,3 … 0,4 Гц/с, что так же неудовлетворительно, а если n велико, например по максимуму n = 300 мс/8 мс ≈ 38 тактов, то уже само усреднение будет вводить существенную погрешность за счёт запаздывания.

Принимая во внимание, что реальное изменение частоты может быть любым, то одной из задач этой работы было определить какой из способов более точен и обладает лучшими динамическими свойствами.

Структурная схема измерителя по способу (1) представлена на рис. 1, где до вычисления ССЧ производится усреднение текущих значений частоты за 7 машинных тактов, то есть за 7*8 = 56 мс.

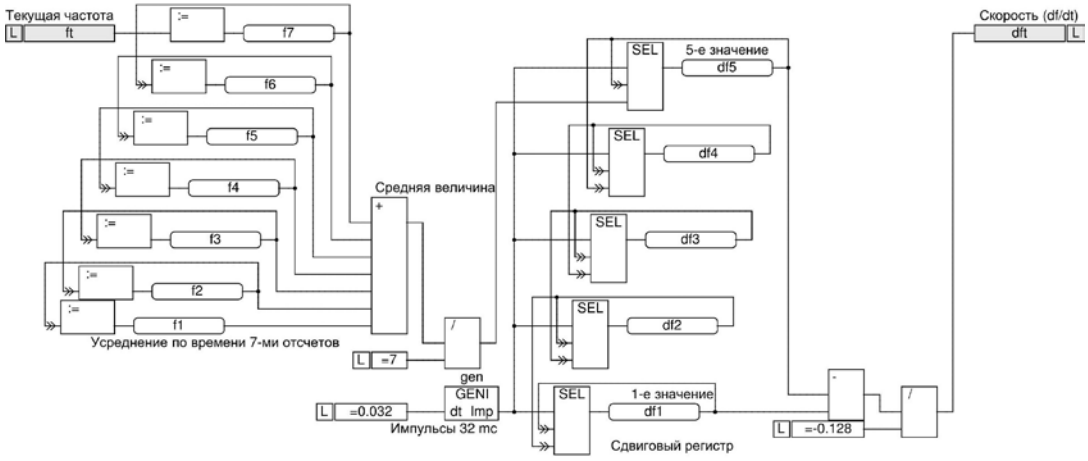


Рис. 1. Структурная схема измерителя скорости снижения частоты по первому варианту.

Как видно из рис. 1, среднее значение частоты поступает в сдвиговый регистр, который перезаписывает эти значения в ячейках памяти через каждые 32 мс, а далее разница между 5-м и 1-м значениями делятся на 128 мс и на выходе *dft* этого измерителя, формируется значение ССЧ. Как видно из блок-схемы этого измерителя ССЧ его время Δt из формулы (1) составляет 128 мс. В принципе, установленные значения параметров измерителя ССЧ можно считать оптимальными, так при расчёте с той же помехой погрешность скорости будет не более 0,15 Гц/с, а запаздывание измерения не более 128 мс. Однако, представленный вариант измерителя ССЧ обладает существенными недостатком – в расчёте ССЧ будет учитываться только каждое 5-е усреднённое значение частоты. Достоинствами измерителя ССЧ по этому варианту являются: простота его реализации и универсальность для измерении, как при снижении, так и при повышении частоты от любого начального текущего значения.

На рис. 2 представлена упрощенная схема измерителя ССЧ по второму варианту.

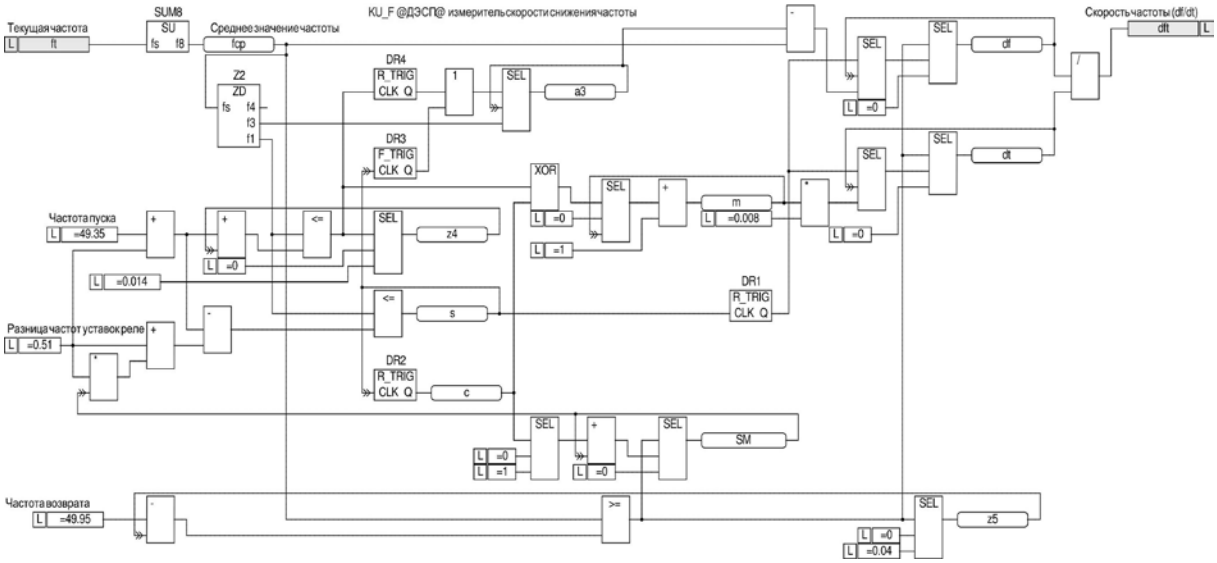


Рис. 2. Структурная схема измерителя скорости снижения частоты по второму варианту.

Принцип работы измерителя ССЧ заключается в следующем: при снижении частоты ниже частоты пуска срабатывает первое реле частоты, по которому фиксируются значения времени и частоты, далее при снижении частоты ещё на 0,51 Гц, срабатывает второе реле по которому так же фиксируются значения частоты и времени, в результате на выходе dft формируется значение ССЧ по формуле (2). После записи значения ССЧ в буфер памяти происходит переключение уставок реле частоты и измеритель готов для последующего измерения ССЧ. Для выполнения цикла измерения, заключающегося в синхронизации фиксаций текущих выборок частоты и времени, а так же смены уставок реле, требуется не менее 3-х машинных тактов, то есть 24 мс. Значение разницы уставок реле, равное 0,51 Гц выбрано исходя из задания необходимого значения максимальной ССЧ 21,25 Гц/с, что достаточно как для построения АЧРС, так и блокировок от выбега электродвигателей. Измеритель рассчитан только на единовременное снижение частоты и при остановке частоты на одном уровне он удерживает последнее значение ССЧ на заданное время, а затем оно сбрасывается в ноль.

Для оценки точности и динамических свойств двух вариантов измерителей ССЧ были проведены серии опытов в лаборатории ПА кафедры ЭЭ (ДВФУ, г. Владивосток) на базе МКПА производства ООО «Прософт-Системы». Для чистоты эксперимента, в алгоритмы измерителей ССЧ подавался один и тот же сигнал с линейным снижением частоты

со скоростями от 0,5 Гц/с до 21,5 Гц/с. Для примера на рис. 3-4 приведены осциллограммы испытаний сигнала со ССЧ 1 Гц/с без помехи и с наложением случайной помехи ±0,01 Гц, а на рис. 5 без помехи со скоростями 10 Гц/с и 20 Гц/с.

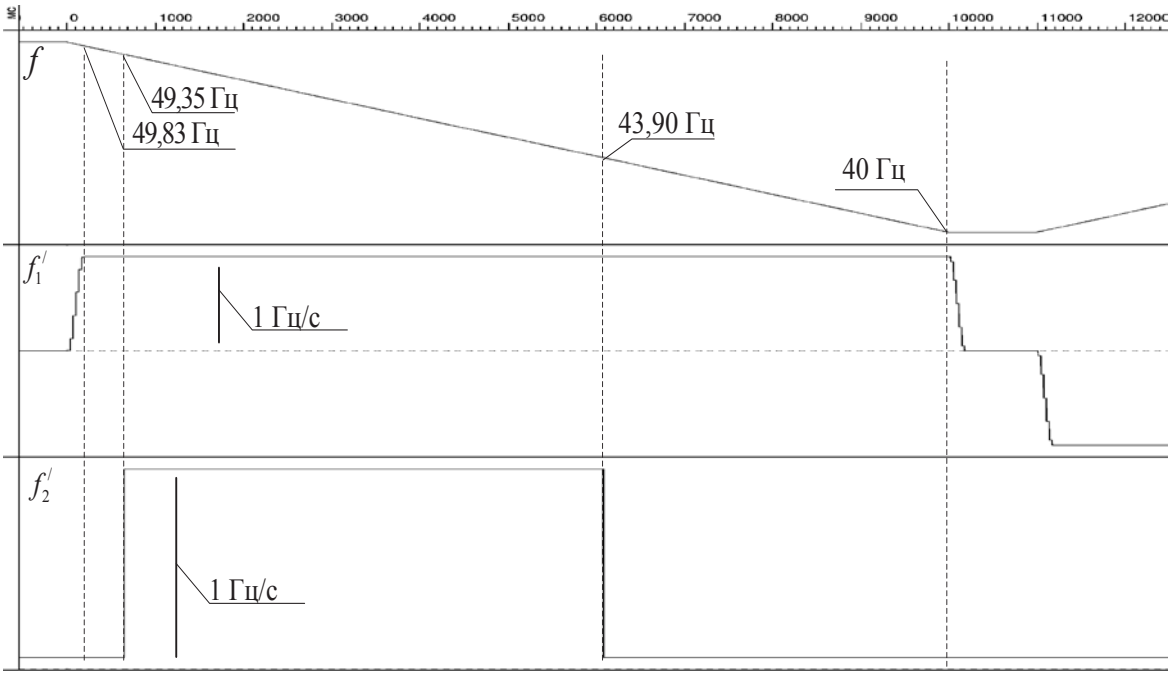


Рис. 3. Осциллограммы испытаний измерителей ССЧ без помехи.

(На этом рисунке и далее: f - текущее значение частоты, $f_1^/$ - скорость частоты по 1-му варианту, $f_2^/$ - скорость частоты по 2-му варианту).

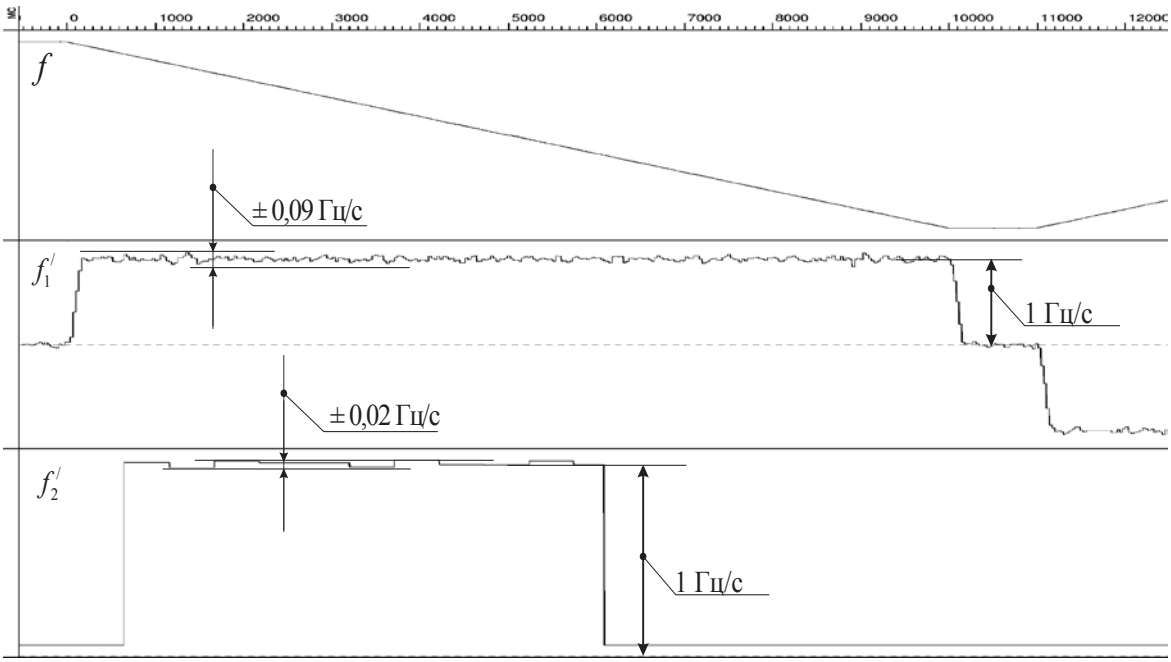
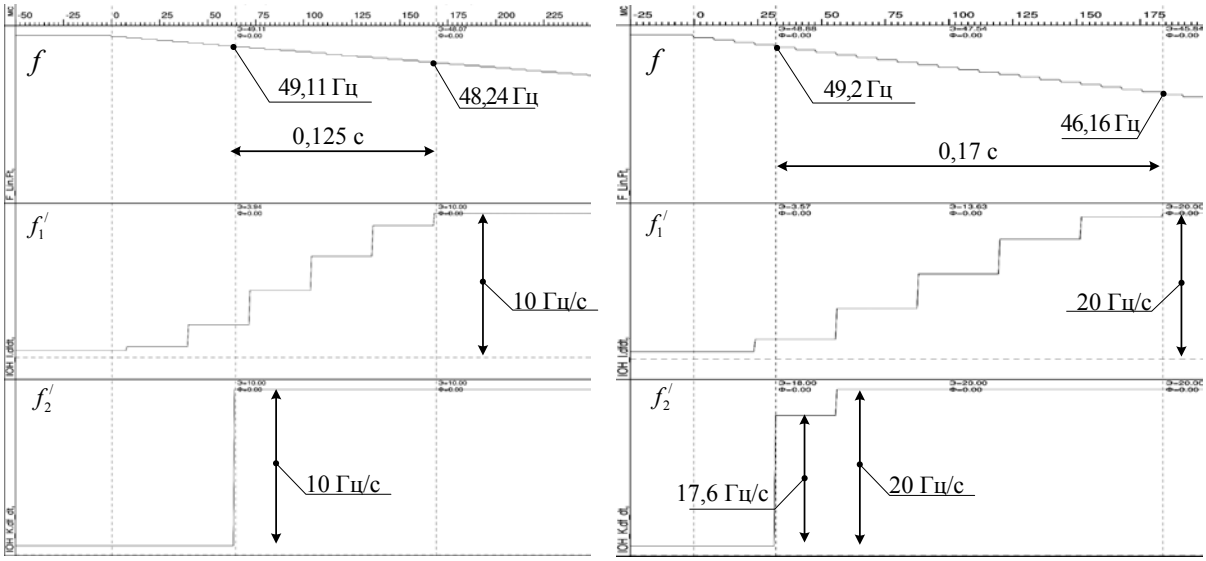


Рис. 4. Осциллограмма испытаний измерителей ССЧ с помехой.



а) ССЧ 10 Гц/с б) ССЧ 20 Гц/с.

Рис. 5. Осциллограмма испытаний измерителей ССЧ на повышенных скоростях.

3 Анализ испытаний и сравнение двух способов измерения ССЧ

Анализ осциллограмм испытаний 1-го и 2-го вариантов измерителей ССЧ показал:

1. Точность 1-го варианта с наложением помехи ±0,01 Гц в диапазоне ССЧ от 0,5 до 3 Гц/с и как подтверждает осциллограмма на рис. 4, гораздо ниже и находится в диапазоне от ± 8% до ± 10% против от ± 1,5% до ± 2,5% для 2-го варианта.
2. Момент готовности выдачи достоверного значения ССЧ при низкой скорости для 2-го варианта хуже. Значение ССЧ по 1-му способу выдаётся практически сразу на уровне 49,83 – 49,76 Гц, для второго способа первое значение выдаётся при 49,35 Гц – 49,25 Гц, что является достаточным, так как оно формируется до значений любой уставки АОСЧ.
3. При увеличении значения ССЧ при идеальном сигнале, что подтверждают осциллограммы на рис. 5, 1-й вариант измерителя начинает уступать по динамическим свойствам. Так первое достаточное для использования значение ССЧ выдаётся с ощутимым запаздыванием, а именно при скорости 10 Гц/с для 1-го варианта оно формируется на уровне 48,24 Гц, а при 20 Гц/с уже при 46,16 Гц, то есть формирование достоверного сигнала производится ниже диапазона срабатывания АЧРС и ниже начальных уставок АЧР1. У 2-го варианта момент выдачи значения ССЧ меняется мало и находится в диапазоне 49,35 Гц – 49,1 Гц. Низкие динамические свойства 1-го варианта заключаются в том, что для выполнения расчёта по формуле (1) значение времени Δt не должно быть малым, так как необходимо обеспечить синхронизацию момента срабатывания измерительного органа (ИО) по ССЧ и ИО по частоте, уставка которого может быть ниже. Поэтому, значение Δt для малых значений ССЧ было выбрано равным 128 мс, что бы обеспечить надёжное срабатывание АЧРС (ДАР) исходя из того, что время срабатывания ИО по частоте согласно [2] должно быть 300 мс, а время срабатывания (удержания в сработанном состоянии) ИО по ССЧ должно – не менее 200 мс. Кроме того, не следует забывать, что использование ИО по ССЧ может потребоваться не только для АЧРС (ДАР), но и для блокировки АЧР1 от выбега двигателей, а как видно из осциллограммы на рис. 5 из-за запаздывания ИО по ССЧ очереди АЧР1 могут сработать раньше, чем создадутся условия для срабатывания ИО по ССЧ.

4 Выводы по вариантам двух способов измерения ССЧ

Необходимость создания надёжного измерителя ССЧ так же обусловлена следующими положениями:

1. Полученные в ходе испытаний и их анализа повышенные требования к динамическим характеристикам измерителей ССЧ могут показаться избыточными с точки зрения стандарта [2], а именно время для срабатывания ДАР допускается уменьшить только до 200 мс. Очевидно, такое требование стандарта [2] к ДАР ориентировано на ЭС с мощными станциями, имеющими постоянные инерции не менее 6 – 8 с, для которых при аварийном дефиците 40 – 45%, скорость снижения частоты не может быть более 3,5 Гц/с. Указанные требования стандарта подтверждаются простым вычислением значения частоты на момент срабатывания ДАР, например, при частоте пуска измерения 49,2 Гц и наибольшей скорости 3,5 Гц/с на момент её срабатывания значение частоты с учётом времени реализации 0,1 – 0,2 с составит 48,15 – 47,8 Гц, то есть гарантированно будет ликвидировано лавинное снижение частоты, которое не может быть прекращено средствами АЧР1, так как первая её очередь реализуется только начиная с частоты 47,1 Гц при начальной уставке 48,5 Гц.
2. В современных энергосистемах (ЭС) в последние годы наметился ввод станций для местных потребителей, имеющих относительно малые мощности от 20 МВт до 150 МВт на базе нескольких ГТУ. Такие станции, как правило, имеют малые значения постоянных инерции в диапазоне 2 – 3 с, и тогда ССЧ может достигать уже 6 – 10 Гц/с. Для тех же условий можно вычислить, что уровень частоты, при котором сработает ДАР уже будет 47,2 Гц, а

учитывая время на реализацию отключения нагрузки, допустим 0,1 – 0,2 с, получим, что частота может снизится до недопустимых значений 46,2 – 45,2 Гц, что может повлечь за собой необратимые процессы для технологического оборудования занятых в топливоподготовке ГТУ и, не смотря на то, что дефицит будет ликвидирован, станция будет остановлена технологическими защитами. Кроме приведённых вычислений, следует отметить, что аварийное снижение частоты происходит по апериодическому закону, поэтому на малых скоростях время до достижения недопустимого значения частоты 46 Гц составляет примерно 1,6 – 1,7 с, а для больших значений ССЧ не более 0,5 – 0,6с, поэтому получается, что при малых скоростях уровень частоты на момент отключения нагрузки будет несколько выше 48,25 – 47,95 Гц, а для больших ССЧ составит 46,3 – 45,3 Гц, то есть практически не изменится.

Как показали испытания двух способов измерения ССЧ и их анализ, а так же выше приведённые аргументы наиболее предпочтительным во всех отношениях является 2-й вариант, который может быть рекомендован для применения в составе АЧРС (ДАР) и (или) в качестве блока блокировки АЧР1 от выбега двигателей.

5 Примеры использования второго способа измерения ССЧ

Отправной точкой необходимости разработки новых измерителей ССЧ удовлетворяющих требованиям помехоустойчивости и динамическим свойствам, послужило проектирование в 2008 г. системы ПАУ Анадырского энергоузла, в которой кабельные линии напряжением 35 кВ являются системообразующими связями между двумя станциями:

- Анадырская ТЭЦ с турбогенераторами 2х25 МВт,
- Анадырская газомоторная станция в составе 5х3600 кВт ПГУ и 2х5200 кВт ДГУ.

Динамические характеристики этой ЭС существенно ухудшаются в летний период, когда в работе остаётся только одна Анадырская газомоторная станция с эквивалентной постоянной инерции не более 0,455 с. К сожалению, при проектировании системы ПАУ этого объекта в АОСЧ был применён 1-й способ измерения ССЧ.

В последующие годы 2009 – 2010 г.г. был разработан и испытан 2-й способ измерения ССЧ, который использовался при проектировании АОСЧ на объектах, для которых точность и время измерения ССЧ являются более критичными, чем указанные в стандарте [2]. Вот некоторые из них:

- Новоуренгойский газохимический комплекс (НГХК) – установлено 3-и ГТУ с суммарной мощностью 120 МВт;
- Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 установлены блоки №5 с 2-мя ГТУ и №4 с 3-я ГТУ с увеличением мощности станции на 230 МВт,
- Мини-ТЭЦ Центральная и Мини-ТЭЦ Океанариум на о. Русском.

Для НГХК и Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 максимально возможное расчётное значение постоянной инерции с учётом инерции генератора, редуктора и турбины и в зависимости от мощности генератора, конструкций агрегата и других характеристик находятся в диапазоне от 2,45 с до 3,13 с и скорость ССЧ большая 3 Гц/с возникает уже при аварийном дефиците 20 – 25 %.

Для станций на о. Русском из-за большого значения числа оборотов агрегатов равного 13790 об./мин. значение постоянной инерции ГТУ составило 6,21 с, поэтому с точки зрения надёжного измерения ССЧ не возникло ни каких затруднений, однако проблема оказалась в другом, а именно, согласно требованиям производителя этих турбин Kavasaki Sojitz Corporation время перехода из параллельной работы с ЭС Приморского края в островной режим должно быть не более 30 мс, что принципиально вынудило применить параметры срабатывания, как к ДАР, так и к ЧДА отличные от приведённых в стандарте [2].

Список литературы

[1] Рабинович Р. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

[2] Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2010. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка).

[3] Александров В. Ф., Езерский В. Г., Захаров О. Г., Малышев В. С. Частотная разгрузка в энергосистемах. Ч.1. и Ч.2 Алгоритмы и устройства. М.: НТФ "Энергопрогресс", 2007. — 100 с. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу "Энергетик". Вып. 8 (104)].

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ И РЕАЛИЗАЦИЯ АВТОМАТИКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТКЛЮЧАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТЬЮ

Кислюков В.А. (ОАО «Дальэнегосетьпроект»)

1 Введение или суть проблемы

При реконструкции сетей, связанной с подключением новых линий к распределительному устройству (РУ) или замены на подстанции (ПС) автотрансформаторов или трансформаторов (АТ или Т) на более мощные, на существующих линиях этого РУ происходит увеличение токов кроткого замыкания (ТКЗ). Повышение уровней ТКЗ обусловлено, в первую очередь, уменьшением эквивалентного суммарного сопротивления цепи КЗ и оно может быть на столько существенным, что выключатели установленные на существующих линиях перестают удовлетворять требованиям по току отключения. Прямым решением проблемы является простая замена выключателей на новые с большими токами отключения.

Однако, в силу того, что не столько большое число «проблемных» выключателей (ПрбВ), сколько работы связанные с их заменой, а именно проектирование соответствующей реконструкции РУ, может потребовать, не только больших дополнительных капитальных вложений, существенно увеличивающих затраты на эту текущую реконструкцию РУ или быть сравнимыми с ними, сколько невозможны по срокам их одновременного выполнения.

В качестве решение указанной проблемы до замены ПрбВ, как временная мера, может быть произведена установка на РУ реконструируемой ПС, так называемой, автоматики опережающего деления системы (АОДС), предоставляющей использовать выключатели с недопустимым током отключение за счёт ускоренного (упреждающего) отключения дополнительного выключателя (ДопВ), имеющего достаточную отключающую способность и существенно уменьшающего ток КЗ проходящий через ПрбВ.

2 Описание принципов построения АОДС

Цель установки АОДС заключается в обеспечении отключающей способности выключателей с недопустимым током отключения при возникновении повышенных значений ТКЗ в линиях с этими включателями.

Основные задачи, возлагаемые на автоматику опережающего деления системы:

Задача №1. Для снижения ТКЗ проходящего через ПрбВ во время его отключения автоматика ОДС одновременно с этим выключателем должна подавать команду на отключение ДопВ, подключенного к этим шинам. В идеале, отключение ДопВ должно производиться с опережением отключения ПрбВ, при этом опережающее действие отключения ДопВ должно заключаться как в опережении начала его отключения, так и более раннего размыкания основных контактов ДопВ по отношению к основным контактам ПрбВ.

Задача №2. Для восстановления доаварийной схемы РУ автоматика ОДС должна с контролем успешного отключения ТКЗ на линии с ПрбВ с выдержкой времени производить обратное включение ДопВ.

Решение задачи №1.

1. Предварительная часть решения первой задачи заключается в том, что бы с помощью расчётов ТКЗ в исследуемых РУ и прилежащей сети, выявить отключение, какого выключателя, входящего в состав этого РУ, позволит уменьшить ТКЗ в ПрбВ. Как показали расчёты по нескольким объектам, такими ДопВ могут стать выключатели вводов АТ (Т) или шиносоединительный или секционный выключатели (ШСВ или СВ). При этом, их характеристики, уже были рассчитаны на отключение ТКЗ на шинах РУ, как правило, превышающих ТКЗ в линиях, поэтому будут удовлетворять новым требованиям. В случае, отсутствия такого выключателя, в текущую реконструкцию РУ всё же нужно будет внести замену выключателя одного или более, способных выполнять функции ДопВ, но в любом случае, ограниченная замена выключателей не на много увеличит затраты и сроки проектирования текущей реконструкции РУ.

2. Срабатывание АОДС должно заключается в выявлении близкого КЗ путём измерения режимных параметров однозначно характеризующих возникновение повышенных значений ТКЗ. Для выявления такие ТКЗ можно предложить два способа (варианта):

- индивидуальное измерение значений фазных токов и (или) их симметричных составляющих на линиях с ПрбВ,
- централизованное измерение фазных напряжений и их симметричных составляющих совместно с индивидуальным измерением значений фазных токов и их симметричных составляющих в присоединениях однозначно характеризующих возникновение близкого КЗ.

3. При применении того или иного способа контроля срабатывание АОДС должно быть таким, что бы ДопВ всегда начинал отключатся при значениях тока КЗ меньших значения тока отключения ПрбВ, но с другой – число коммутаций этих ТКЗ должно быть сведено к минимуму, что может быть достигнуто только за счёт выявления близких КЗ к этому РУ. Необходимость выявления именно близкого к шинам КЗ обусловлена следующими положениями:

- Срабатывание АОДС только при фиксации близких КЗ позволяет отделить КЗ имеющие недопустимые значения для линий с ПрбВ от КЗ с допустимыми для них значениями, тем самым максимально сохранить заводской коммутационный ресурс ДопВ. Данное положение подкрепляется тем фактом, что ДопВ также как и линейные коммутирует ТКЗ (значительно превосходящий нагрузочный), хоть и существенно меньший собственного значения номинального тока отключения. С точки зрения этого фактора, параметры срабатывания АОДС должны быть такими, чтобы она срабатывала как можно при больших значениях ТКЗ.
- Раннее отключение ДопВ будет производить снижение ТКЗ, из-за чего резко будут изменяться условия срабатывания, как для основных, так и для резервных защит всех линий. Поэтому, даже при снятии подпитки тока КЗ оставшееся значение, проходящего в линии тока, должно быть достаточным для удержания их в сработанном состоянии, что безусловно нужно

учитывать на случай отказа основных защит, так как для этого режима ДопВ будет отключен до отключения линий резервными защитами, для которых пониженное значение ТКЗ так же должно оказаться достаточным для обеспечения их надёжного удержания. С точки зрения этого фактора, параметры срабатывания АОДС так же должны быть такими, чтобы она срабатывала как можно при больших значениях ТКЗ, что бы реже возникала ситуация изменения условий срабатывания защит линий, а если она и возникала, то только при значениях больших ТКЗ.

- Кроме того, срабатывание АОДС только при близких КЗ существенно уменьшает вероятность и необходимость её срабатывания в принципе, так как зона её срабатывания не велика. Так, расчёты зависимости ТКЗ от их вида и расстояния до них на ВЛ 110 кВ вблизи шин ОРУ 110 кВ ПС 500 кВ Иртыш показали, что эта зона ограничивается несколькими километрами, что наглядно показано на рис. 1, где видно что токи КЗ становится меньше номинального тока отключения выключателя Iн.откл. равного 20 кА уже на расстоянии 1,6 - 2,4 км от ПС.

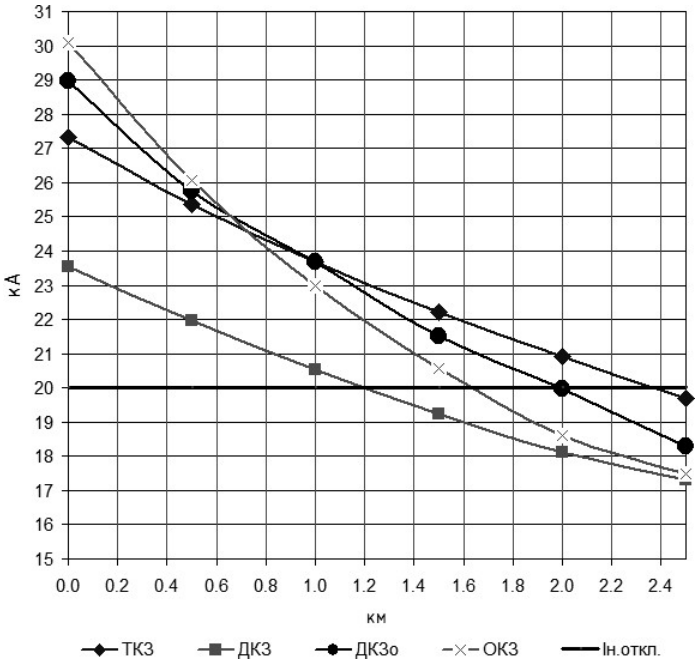


Рис. 1. Зависимости токов КЗ от места КЗ.

4. Первый способ измерения близких ТКЗ основан на индивидуальном измерении фазных ТКЗ линий с ПрбВ путём завода их фазных токов в один шкаф с АОДС. Этот способ характеризуется отличной режимной селективностью за счёт непосредственного измерения суммарных фазных ТКЗ стекающих от всех источников в линию с ПрбВ. При этом, чувствительность измерительного органа (ИО) фазного тока будет выше к более тяжёлым КЗ, так как согласно расчётам, значение максимального фазного тока при однофазном КЗ больше чем при трёхфазном и не менее чем на 15%. Дополнительным положительным фактором этого способа, является возможность контроль отключения линии с ПрбВ, что не только исключает вероятность повторного его включения на неустранившееся КЗ, но и позволяет произвести обратное включение ДопВ с минимальной выдержкой времени сразу после фиксации исчезновения ТКЗ. Этот способ можно применять, если число линий с ПрбВ не велико из-за малого числа кабельных токовых связей. Аргументом является то, что установка АОДС является временным мероприятием, и если сам шкафы с АОДС после замены ПрбВ на новые, может быть перепрограммированы и использованы для выполнения других функций ПА, то его токовые кабели должны быть демонтированы и частично или полностью утилизированы, а врезки в токовые цепи других устройств РЗ или ПА устранены, что говорит о том, что чем больше число кабелей, тем ниже будет экономическая эффективность этого способа. Конечно, может оказаться, что число токовых связей будет сведено до минимума, то есть потребуется подвести только токи от ДопВ, если контролируемый в нём ток однозначно характеризует значения ТКЗ в любом ПрбВ во всех возможных режимах сети и РУ. К сожалению, как показывают расчёты и их анализ, последний способ осуществим только, если все линии тупиковые, и однозначно отказывает, если имеются линии с двухсторонним питанием, так как единичная цепь ТКЗ в ДопВ не измеряет ток подпитки КЗ от других источников.

5. Второй способ измерения близкого КЗ основан на контроле остаточного напряжения во время КЗ, описанного, например в [1], [2]. Для резервирования измерительных цепей напряжения при реализации этого способа заводятся напряжения от 2-х ТН. Дополнительным условием обеспечивающими надёжность этого способа является одновременная фиксация КЗ по току и напряжению, которая выполнена в выявителях КЗ по их изменениям в режимах КЗ:

- для выявителя КЗ по напряжению напряжения – существенные снижения напряжения прямой последовательности и повышения составляющих напряжения обратной и нулевой последовательностей.
- для выявителя КЗ по току – существенные повышение фазных токов и прямой последовательности и повышения составляющих тока обратной и нулевой последовательностей.

С целью предотвращения ложного срабатывания АОДС должна иметь контроль исправности измерительных цепей напряжения, например как это выполнено для МКПА производства ООО «Прософт-Системы» [3], а выходные сигналы выявителей КЗ для запуска измерительного органа АОДС по остаточному напряжению, должны работать по логике «И». Этот способ характеризуется простотой аппаратной реализации для большого числа линий с ПрбВ, но достаточно сложным из-за большого

объёма расчётов, так как кроме оценки значений ТКЗ, потребуются расчёты значений остаточного напряжения прямой последовательности для всего множества схемно-режимных аварийных ситуаций.

6. Работа АОДС должна полагаться только на собственные средства выявления и измерения близкого КЗ на линии с ПрбВ. Например, возможен вариант исполнения рассредоточенной АОДС с использованием 1-го способа путём заведения специальных токовых ступеней в защитах линий с ПрбВ на базе установленных РЗ, выходные сигналы которых собирались бы по логике «ИЛИ» в исполнительном органе АОДС, который отключал бы ДопВ. Тогда для гарантированного раннего отключения ДопВ нужно, что бы время его отключения с учётом времени доведения этого сигнала до исполнения, было бы меньше чем суммарное время отключения ПрбВ, что в принципе невыполнимо, если времена отключения ПрбВ и ДопВ будут одинаковы. Использование такого решения возможно при малом числе линий с ПрбВ (не более 1-2), для которых выходы этих ступеней РЗ можно было бы подать непосредственно в цепи отключения ДопВ, при большем же числе ПрбВ всё равно потребуется как минимум установка промежуточного реле для объединения команд отключения.

7. Обобщая предыдущие положения можно выдвинуть следующие требования к быстродействию АОДС. Для обеспечения гарантированного упреждающего отключения ДопВ время его отключения $t_{ДопВ}$ должно быть меньше времени отключения ПрбВ $t_{ПрбВ}$:

$$t_{ПрбВ} - t_{ДопВ} = \left(t_{РЗ} + t_{ОтклПВ}\right) - \left(t_{АОДС} + t_{ОтклДВ}\right) \geq \Delta t, \quad (1)$$

Значение времени Δt является мерой обеспечения гарантированного упреждающего отключения ДопВ. Из выражения (1) видно, что чем больше значение Δt, тем лучшие условия создаются для отключения ПрбВ. Надёжное значение Δt, может быть обеспечено за счёт меньшего времени срабатывания АОДС $t_{АОДС}$ по сравнению с временам срабатывания РЗ линий с ПрбВ $t_{РЗ}$, а так же меньшего времени отключения ДопВ $t_{ОтклДВ}$ по сравнению с временем отключения ПрбВ $t_{ОтклПВ}$. Понятно, что установка АОДС на какой-либо подстанции вероятней всего и возникнет, если на ней установлено устаревшее оборудование, а именно на линиях этой ПС защиты выполнены на электромеханической или микроэлектронной базах, имеющих минимальное время срабатывания в диапазоне 60 … 85 мс. Учитывая последнее можно выдвинуть требование к быстродействию АОДС: *время срабатывания АОДС для обеспечения более раннего начала размыкания основных контактов ДопВ должно быть минимально возможным и составлять не более 20 мс,* что достижимо, если на измерение тока КЗ будет отводиться не более 10 - 15 мс, а время срабатывания её выходного реле не более 6 - 9 мс, что даст значение Δt порядка 40 - 65 мс.

8. Полученное выше значение Δt, в принципе, можно считать достаточным для обеспечения упреждающего отключения даже если время отключения $t_{ОтклДВ}$ будет равно времени $t_{ОтклПВ}$. Однако, из-за возможного разброса этих значений при отключении реального тока КЗ, для гарантированного упреждающего отключения ДопВ (раннего окончания размыкания основных контактов ДопВ) время его отключения $t_{ОтклДВ}$ должно быть заведомо меньшее $t_{ОтклПВ}$. Например, если на линиях 110 кВ установлены воздушные выключатели, для которых время отключения находится в диапазоне 60 - 80 мс (из справочника [4]), то в качестве ДопВ можно взять элегазовые, время отключения, которых составляет 30 - 35 мс, что дополнительно увеличит значение Δt ещё на 25 - 50 мс. В результате по двум составляющим из выражения (1) может быть получено значение Δt в диапазоне 65 - 145 мс.

Решение задачи №2.

1.Решение второй задачи может быть представлено 4-мя вариантами:

- все повторные (восстановительные) включения выполняются оперативно с учётом работы АОДС. Если АОДС не работала, то, так как ДопВ не отключался, то оперативно включается только отключенный ПрбВ. Если АОДС работала, то оперативно включается только ДопВ. Решение об оперативном включении ПрбВ принимается после проверки его состояния;
- автоматика повторного включения (АПВ) на линии с ПрбВ выведена на период применения АОДС, а ДопВ всегда включается от АПВ автоматики ОДС. Решение об оперативном включении ПрбВ принимается после проверки его состояния;
- автоматика ПВ на линии с ПрбВ блокируется в случае срабатывания АОДС, а ДопВ включается от АПВ автоматики ОДС. Если АОДС не срабатывала, то линия включается штатно от своей АПВ. А если было срабатывание АОДС, то решение о возможном оперативном включении ПрбВ принимается после проверки его состояния;
- автоматика ПВ на линии с ПрбВ работает в штатном режиме, ДопВ включается от АПВ автоматики ОДС, но его выдержка с запасом перекрывает установленную для предыдущего варианта, так как время цикла работы АОДС и РЗ-АПВ линии будет более долгим, так как необходимо учесть вероятность неуспешного АПВ этой линии.

2. Из перечисленных вариантов решения 2-й задачи рекомендуется выбрать 2-й как оптимальный по времени, минимальный по аппаратно-программной реализации и надёжности в виду следующих причин:

- 1-й вариант самый долгий и требует большого опыта и сосредоточенности от дежурного персонала, что существенно снижает его надёжность. По сравнению со 2-м отличается только отсутствием связи для выполнения АПВ дополнительного выключателя;
- 3-й вариант потребует существенного усложнения алгоритма АОДС, а именно – выдачи сигналов запрета АПВ в автоматики управления выключателями (АУВ) этих линий, в случае если АОДС срабатывала, а так же организацию дополнительных кабельных связей и наличия свободных входов в АУВ линий для осуществления этих мероприятий. Кроме

того, аппаратный отказ запрета АПВ, например, из-за обрыва этой цепи, может привести к катастрофическим последствиям, если будет включение проблемного выключателя на неустранившееся КЗ.

- для 4-го варианта не требуется выдачи сигналов блокировки АПВ линий, но так же как и не предыдущий может привести к катастрофическим последствиям, если будет включение проблемного выключателя на неустранившееся КЗ, хотя ток КЗ в ВЛ 110 кВ при её повторном включении будит существенно меньшим из-за, пока ещё отключенного ШСВ 110 кВ. Однако, нельзя забывать о том, что перед этим «щедящим» повторным отключением, у него, возможно, было отключение тока КЗ, хотя и совместно с ДопВ, но существенно превосходящего его коммутационные способности.

3.Учитывая выше сказанное можно рекомендовать:

1. АПВ на линиях с ПрбВ, на период использования АОДС, должна быть выведена.
2. АПВ ДопВ должно срабатывать только в случае подтверждения собственными средствами успешного отключения линии с ПрбВ.
3. АПВ ДопВ должна работать только при отсутствии блокирующих сигнала от ДЗШ (УРОВ) систем шин.

4.В результате предполагается следующие правила взаимодействия устройствами РЗА и АОДС в различных аварийных режимах:

- при близком КЗ АОДС упреждающе производит отключение ДопВ, а основная РЗ со своим временем независимо от этого отключает свою линию, при этом она далее не включается. Затем, после фиксации отключения линии в ПрбВ через выдержку времени АПВ производит включение ДопВ, за счёт чего наискорейшим образом восстанавливает доаварийная схема РУ. В случаях работы УРОВ при отказе линейного выключателя или работе ДЗШ, для предотвращения включения от АОДС выключателя ДВ на неустранившееся КЗ, АПВ в АОДС будет блокироваться;
- если, в линии с ПрбВ при недопустимом КЗ произойдёт отказ её основной защиты, то вначале будет отключение ДопВ, что обеспечит для ПрбВ снижение тока до допустимого значения, затем произойдёт отключение линии с ПрбВ от её резервной защиты и, так как АОДС собственными средствами контролирует отключение повышенного тока КЗ, то только после отключения линии с ПрбВ АОДС произойдёт включение ДопВ;
- если при КЗ на линии с ПрбВ автоматика АОДС не срабатывала, а эта линия отключилась, то она включается оперативно.

3 Примеры реализации АОДС

3.1 Реализация АОДС на ПС 500/220/110 кВ Магистральная.

В объёмы строительства ПС 500 кВ Святогор и ВЛ 500 кВ Святогор – Магистральная, так же вошли перезаводы 4-х транзитных ВЛ 110 кВ между этими ПС. В результате произошло увеличение ТКЗ и на 4-х присоединениях ОРУ 110 кВ выключатели перестали проходить по номинальному току отключения. На рис. 2 показан фрагмент схемы ПС 500 кВ Магистральная. Так как число присоединений с ПрбВ не велико, то, как видно из рис. 1, АОДС реализована с использованием токового способа. Расчёты ТКЗ показали, что для их снижения через ПрбВ будет достаточным совместно с ними отключать ШСВ.

На рис. 3. показана блок-схема АОДС, из которой видно, что алгоритм АОДС весьма прост и построен на модульном принципе, поэтому по мере замены выключателей из её конфигурации могут удаляться соответствующие блоки.

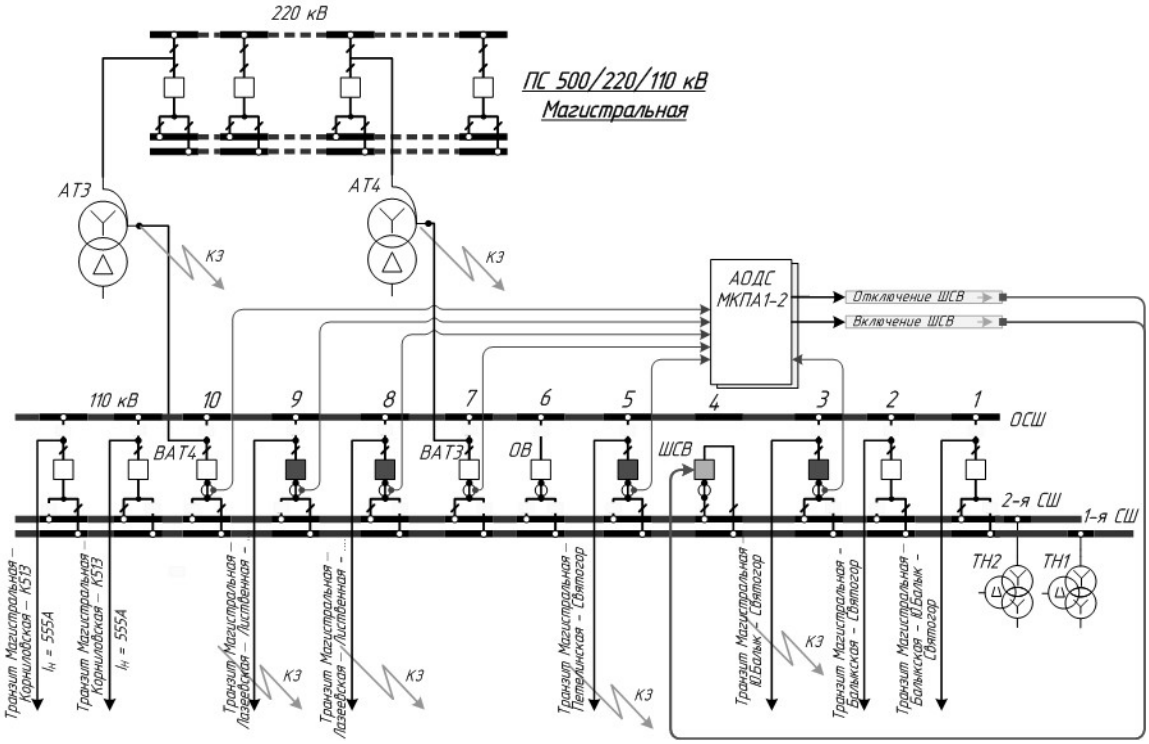


Рис. 2. Фрагмент принципиальной схемы ПС 500 кВ Магистральная.

Основная настройка этой АОДС заключается в задании тока срабатывания $I_{ср}$, рассчитанного с коэффициентом запаса $k_з = 0{,}9$ от допустимого тока отключения ПрбВ $I_{Отк.}$: $I_{ср} = k_з \bullet I_{Отк.} = 0{,}9 \bullet I_{Отк.}$ и тока его возврата, значение которого можно выбрать из рекомендаций по настройке УРОВ [5]: для всех присоединений установить значение 0,6 А для номинального тока 5 А и 0,12 А для номинального тока 1 А.

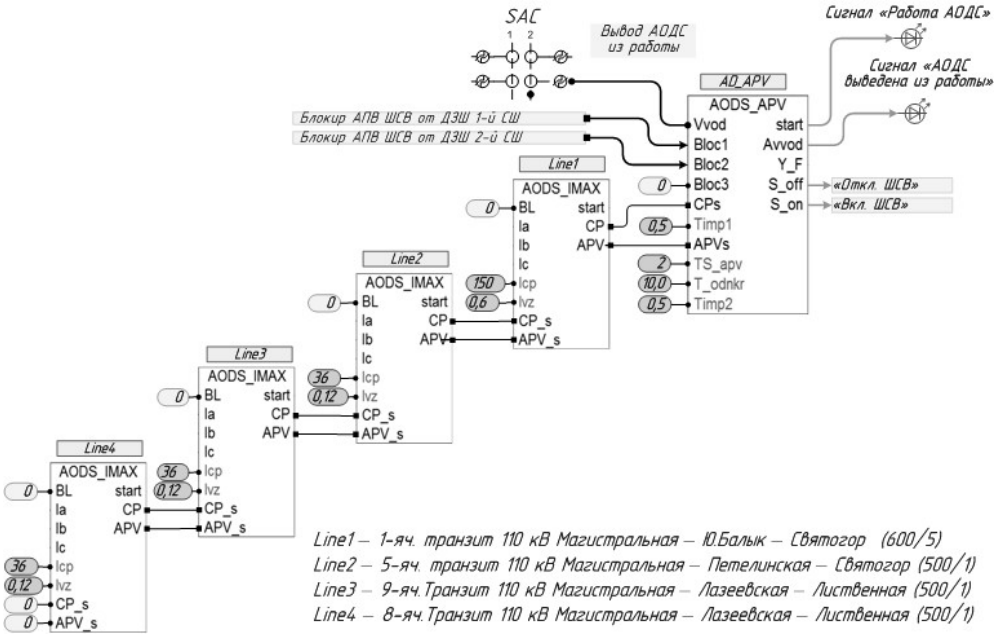


Рис. 3. Блок-схема алгоритма АОДС на ПС 500 кВ Магистральная.

Недостатком этой АОДС являются сложности, связанные её испытаниями. Так, для АОДС этой ПС токи срабатывания для Ктт = 600/5 составил 150 А, а для Ктт = 500/1 – 36 А, что не может быть подано от стандартного устройства Реле-Томографа, без дополнительных устройств.

3.2 Реализация АОДС на ПС 500/220/110 кВ Иртыш.

В реконструкцию ПС 500 кВ Иртыш вошло: подключение 5-го блока Тобольской ТЭЦ через новое ОРУ 220 кВ этой подстанции и АТ4 220/110 кВ. Кроме того, на Тобольской ТЭЦ был расконсервирован 3-й блок и суммарное увеличение генерируемой мощности составило 230 МВт. Как видно из рис. 4 все ВЛ 110 кВ от Тобольской ТЭЦ до ОРУ 110 кВ ПС 500 кВ Иртыш достаточно короткие – не более 10 км. В результате, произошло резкое возрастание токов КЗ на всех присоединениях ОРУ 110 кВ и, как следствие, 16 выключателей 110 кВ перестали проходить по отключающей способности, из которых были заменены только ШСВ, ОВ и ВАТ1, а на замену оставшихся 13 потребовались бы большие капитальные вложения, поэтому было принято решение установить АОДС.

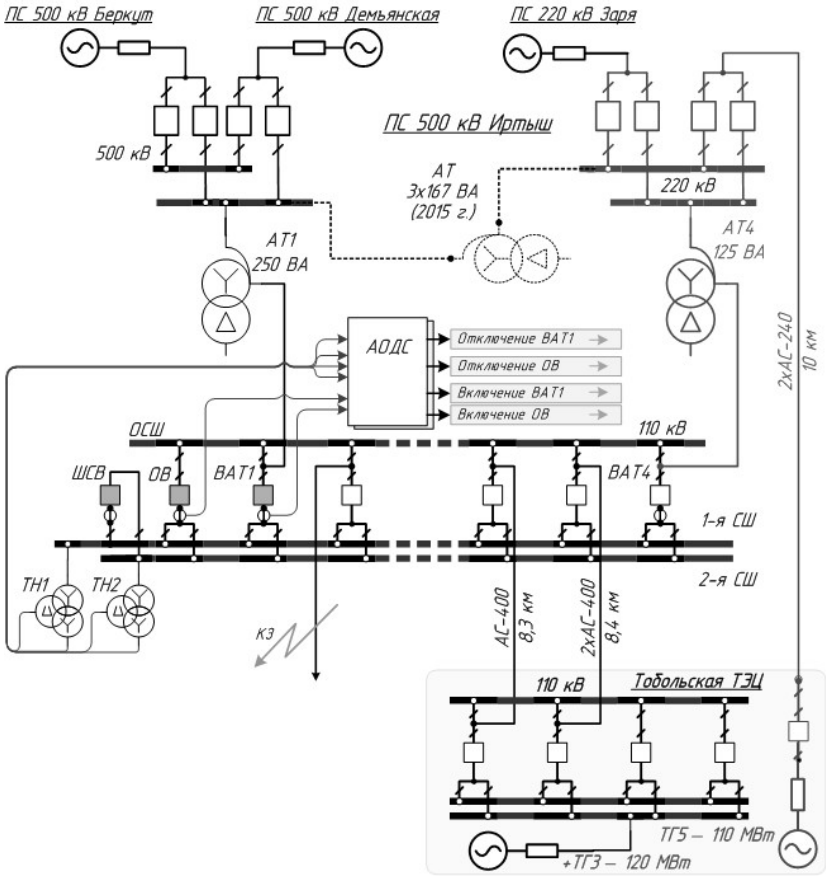


Рис. 4. Фрагмент сети и принципиальной схемы ПС 500 кВ Иртыш с подключением АОДС на ОРУ 110 кВ.

На ПС 500 кВ Иртыш АОДС была построена на втором способе контроля близких ТКЗ. В качестве ДобВ был избран выключатель ВТА1 (ОВ). Для коррекции уставок ИО по напряжению был разработан специальный блок, в качестве дополнительных условий выявления КЗ использовались напряжения от ТН1 и ТН2, а так же токи с ВАТ1 (ОВ). Достоинством этой АОДС является возможность её испытания стандартными средствами, так как уставки выявителя по току не многим превышают номинальные значения, а выявителя по напряжению в принципе не могут выходить за стандартный диапазон. Поскольку практически все линии 110 кВ оказались заведёнными под действие АОДС, АПВ на них было выведено.

Список литературы

[1] 407 – 03 – 615.91. Типовые материалы для проектирования. Схемы и низковольтные устройства фиксации тяжести замыкания по снижению напряжения.: инв. 13986 тм., т. 1., Пояснительная записка.: инст. «Энергосетьпроект», АПП ЦИТП, 1992 г.

[2] Глускин И. З., Иофьев Б. И. (с участием Меклина А. А., Чекаловец Л. Н.). Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Т. II – М.: «Знак». 2011. 528 с.

[3] Кислюков В. А. Алгоритм контроля исправности цепей измерительного напряжения. Спец. вып. ж. «Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока». Итоги международной НТК «Энергосистема: Исследование свойств, Управление, Автоматизация», №1, 2009 г.

[4] Справочник по проектированию электрических систем. Под ред. Д.Л. Файбисовича. изд. 3-е, Москва, ЭНАС, 2009 г.

[5] Таубес И.Р. Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) в сетях 110-220 кВ. - М.; Энергоатомиздат, 1988. -88 с: ил. - (Библиотека электромонтера; Вып. 608).

АДАПТИВНАЯ АВТОМАТИКА ОПЕРАТИВНОЙ БЛОКИРОВКИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗЪЕДИНИТЕЛЯМИ И ЗАЗЕМЛЯЮЩИМИ НОЖАМИ

В.О. Тазин, А.А. Волошин, Б.К. Максимов (ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ»)

Оперативная блокировка управления разъединителями и заземляющими ножами (ОБР) является одним из технических мероприятий, предотвращающих возникновение несчастных случаев с участием оперативного персонала и аварийных ситуаций на электрических подстанциях. В настоящее время на существующих подстанциях присутствуют следующие виды блокировок: механическая непосредственного действия, электромагнитная и электромеханическая)[1]. Блокирующие устройства, устанавливаемые в распределительных устройствах между выключателями и разъединителями высокого напряжения, а также между разъединителями и заземляющими ножами, не позволяют проводить переключения разъединителя, пока на нем есть напряжение, или включение заземляющего ножа при наличии напряжения на заземляемом участке системы шин.

В последние годы, несмотря на наличие ОБР, на действующих подстанциях участились случаи возникновения аварийных ситуаций из-за ошибочных действий оперативного персонала при выполнении им переключений (отключение разъединителей под нагрузкой, наложение заземляющих ножей на находящиеся под напряжением шины) [2].

Проверка десяти произвольно выбранных действующих электрических подстанций, проведенная ООО «НПФ ЭЛНАП» в 2012г., выявила следующие дефекты (Рис. 1)[2].

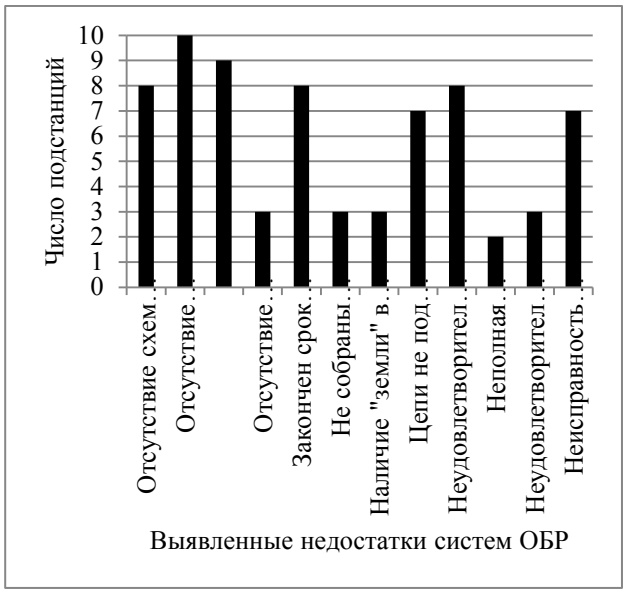


Рис. 1. Дефекты оперативных блокировок на действующих подстанциях.

Указанные проблемы непосредственно связаны с видом ОБР на подстанциях. Поэтому на ПС ЕНЭС нового поколения электромагнитная блокировка не применяется. Недостатки указанной блокировки - наличие многочисленных связей внутри ячейки, пересылок и транзитов сигналов между ячейками. Большое количество используемых контактов не позволяют обеспечить требуемую степень надежности функционирования. Электромагнитные и механические блокировки, предусмотренные заводом-изготовителем КРУЭ, сохраняются и дополняются при необходимости (но не дублируются) программными блокировками в контроллерах присоединений АСУ ТП. Применение механической замковой (электромеханической) блокировки не допускается в виду сложных схем первичных цепей и большого количества присоединений и связанном с этим усложнением и замедлением оперативных переключений.[1]

На ПС ЕНЭС нового поколения применяется программная (логическая) блокировка, реализуемая в контроллерах присоединений с использованием передачи сигналов о положениях коммутационных аппаратов смежных присоединений через ЛВС АСУТП по стандарту МЭК 61850. При этом алгоритмы ОБР остаются жестко детерминированными и не позволяют учитывать установку переносных заземлений и выполнение расшиновки.

Кроме того, указанная детерминированность приводит к возникновению сложностей в реализации алгоритмов ОБР при включении в работу подстанций с несколькими пусковыми этапами, когда для этого требуется разработка алгоритмов ОБР для каждой пусковой схемы в отдельности с выполнением соответствующего объема пусконаладочных работ. Аналогичная ситуация возникает и при вводе и выводе силового оборудования в ремонт.

В докладе представлены возможные пути решения перечисленных проблем, условия для оптимизации автоматики ОБР и целесообразность использования адаптивных алгоритмов. Адаптивная автоматика ОБР, основанная на использовании алгоритмов поиска пути[3], применяемых в интеллектуальных системах, обеспечит автоматизированный учет устанавливаемых переносных заземлений и автоматическое формирование и выполнение алгоритмов ОБР для пусковых и ремонтных схем без перепрограммирования и перезагрузки ПТС.

Одним из способов построения логической блокировки на подстанции является применение контроллеров управления уровня ячейки с использованием передачи данных по стандарту МЭК 61850. В этом случае для достижения указанной цели формируется модель конкретной подстанции, в которой представлено все первичное оборудование, вторичное оборудование, выполняемые функции и связи между устройствами. Результатом является файлы конфигурации, которые создаются на этапе проектирования и представляют собой структуру подстанции, описанную с использованием специального языка SCL [4]. При каких-либо изменениях в топологии главной схемы (установка переносных заземлений, расшиновок, ввод и вывод оборудования из работы и т.п.) подстанции должен быть изменен файл спецификации подстанции, что влечет за собой соответствующее изменение файлов (настроек) терминалов.

С точки зрения реализации автоматики ОБР, указанный подход имеет определенные преимущества:

1. Быстродействие, которое обеспечено передачей сообщений сравнительного небольшого объема по протоколу GOOSE.
2. Надежность, в том смысле, что практически все возможные ошибки в описании конфигурации подстанции выявляются на стадии проектирования и тем самым исключаются в процессе эксплуатации.
3. Надежность обмена информацией, в связи с использованием протоколов GOOSE и 9-2 (SV), а также протоколов резервирования.
4. Стандартный протокол, описанный в редакциях МЭК 61850, что позволяет применять указанный подход на различных объектах.
5. Эффективность, благодаря возможности распределения функций по устройствам системы и свободному доступу к информации всех терминалов, подключенных к сети.

Но указанный подход имеет также и ряд недостатков:

1. Требуется описание всей подстанции, что связано с большими затратами по времени на выполнение проектных и пуско-наладочных работ..
2. Невозможен автоматизированный учет переносных заземлений, расшиновок и других изменений в топологии главной электрической схеме в процессе эксплуатации, т.к. при этом требуется выполнять реконфигурацию файлов описания подстанции и изменения параметрирования МП терминалов. Указанные изменения параметрирования терминалов часто требуют перезагрузки большого количества терминалов, что влечет за собой необходимость временного вывода их из работы и проведения повторных проверок и испытаний.
3. Невозможно автоматическое внедрение в работающую информационную сеть подстанции.

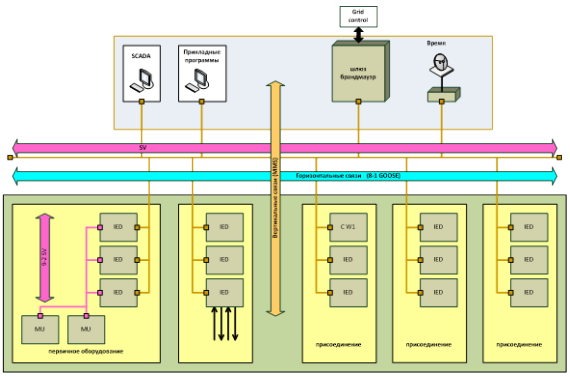


Рис. 2. Обмен информацией в соответствии со стандартом МЭК 61850.

К недостаткам также можно отнести то, что при указанном подходе осуществляется жесткая привязка функций и первичного оборудования по микропроцессорным устройствам (Рис. 2), а внесение изменений приводит к перенастройке системы и перезагрузке устройств системы управления. Например, при установке переносного заземления исправления в систему ОБР возможно внести только вручную, путем соответствующего изменения параметрирования терминалов с необходимыми поправками в алгоритме автоматики.

Для устранения указанных недостатков могут применяться различные способы анализа топологии главной схемы подстанции, но практически все они ориентированы на создание некоего центрального «процессора топологии».

Однако, применение таких централизованных алгоритмов противоречит действующим нормативным документам, регламентирующим правила реализации ОБР на подстанциях [1].

Все большую популярность в мире набирает применение мультиагентных систем (МАС). Исследования и экспериментальные программные разработки довольно быстро показали множество задач, в которых агентные технологии могут успешно ассистировать пользователю, к ним относятся в том числе и отбор информации, представление информации, управление сервисами, планирование, рекомендации и т.д. Разработки в этой области ведутся многими известными фирмами, например такими как Apple, Google, NASA, DARPA и др. Публикации по данной теме весьма распространены в сфере информации, транспорта (расписание железнодорожных поездов, судоходство и т.п.), медицине, энергетике.

В России разработке мультиагентных систем также уделяется повышенное внимание. Технологии МАС в России рассматриваются как некоторое развитие методов создания систем искусственного интеллекта. Данные технологии сосредоточены на использовании особых структурных единиц – агентов. Рациональным агентом называется агент, который действует таким образом, чтобы можно было достичь наилучшего результата или, в условиях неопределенности, наилучшего ожидаемого результата[5]. В случае внедрения агентных технологий для реализации автоматики ОБР, наилучшим результатом является правильная работа автоматики блокировка в условиях изменения топологии главной электрической схемы подстанции, выполняемая без участия человека. Сущность подхода заключается в разработке автоматики, которая после внедрения на подстанцию самостоятельно будет собирать необходимую информацию и в соответствии с этим формировать и реализовывать те или иные алгоритмы. То есть модель подстанции должна формироваться без участия человека. После внедрения агенты оборудования собирают информацию о соседних агентах при помощи передачи данных по собственному протоколу, регламентированному стандартами FIPA (Foundation for Intelligent Physical Agents) [6]. После чего формируются алгоритмы, соответствующие созданной модели подстанции. При добавлении нового оборудования, например, переносного заземления, структура и выполняемые алгоритмы поменяются автоматически, если устройство обозначить на однолинейной схеме подстанции с использованием АРМ оперативного персонала. При этом сами эти алгоритмы автоматики будут выполняться децентрализовано в контроллерах управления уровня ячейки за счет реализации взаимодействия агентов.

Предлагаемый подход имеет следующие преимущества:

1. Не требуется описание всей подстанции, поскольку спецификация создается самой МАС ОБР.
2. Возможен автоматический учет переносных заземлений, расшиновки, пусковых и ремонтных схем, т.к. для этого не требуется ручная перенастройка системы.
3. Возможно автоматическое внедрение в работающую информационную сеть подстанции.
4. Надежность, в связи с исключением «человеческого фактора» при создании алгоритмов и описании модели подстанции, т.к. описание конфигурации подстанции формируется автоматически, без непосредственного участия человека.
5. Эффективность, благодаря возможности распределения функций по устройствам системы и свободному доступу к информации всех терминалов, подключенных к сети.

К недостаткам предлагаемого метода можно отнести сложность в освоении агентной технологии, обусловленная сравнительной не распространенности данного подхода. Однако стоит отметить, что применение МАС было продекларировано в «Концепции интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью», одобренной правлением ОАО «ФСК ЕЭС», в качестве одной из основных технологий [9].

Рассмотрим несколько присоединений, силовое оборудование которых должно иметь представление в виде агентов (Рис. 3).

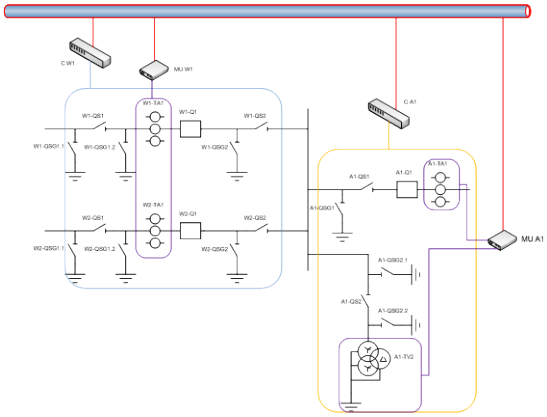


Рис. 3. Вариант распределения устройств по нескольким присоединениям.

Каждый запущенный экземпляр агентной среды называется контейнером. Контейнер может содержать несколько агентов (Рис. 4).

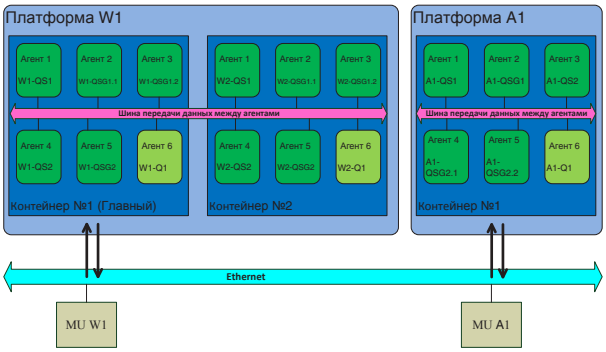


Рис. 4. Организация обмена информацией между агентами.

Группа активных контейнеров (даже состоящая из одного контейнера) называется платформой (Платформа W1) [7]. Выделяется главный контейнер (№1) (Main Container), который всегда должен быть активен, а остальные контейнеры (№2) должны быть зарегистрированы им непосредственно при создании. Поэтому основным должен быть тот контейнер, который запускается первым. В случае запуска другого основного контейнера где-либо в сети, он представит собой новую платформу (Платформа A1), в которой нормальные (неосновные) контейнеры имеют возможность зарегистрироваться.

Агенты идентифицируются по уникальному имени и, при условии, что они знают имя друг друга, могут общаться напрямую, независимо от их фактического местонахождения: внутри одного контейнера, в различных контейнерах внутри одной платформы или в различных платформах [8].

Помимо возможности приема регистраций от других контейнеров, основной контейнер отличается от нормальных контейнеров тем, что он содержит два специальных агента (запускаются автоматически при запуске основного контейнера).

AMS (Agent Management System) — система управления агентами, которая обеспечивает работу службы именования и представляет собой «администратора» на платформе (возможности создавать/удалять агентов в удаленных контейнерах, запрашивая это через AMS).

DF (Directory facilitator) — служба каталогов, обеспечивающая сервис «Жёлтых страниц», с помощью которого агент может найти других агентов, которые предоставляют услуги, нужные ему для достижения своих целей. Сервис «Жёлтых страниц» позволяет агентам опубликовать данные об одном или более сервисах, которые они предоставляют, так, что другие агенты могут находить и успешно использовать эти сервисы. Поскольку DF является агентом, имеется возможность взаимодействовать с ним, привычным образом обмениваясь ACL-сообщениями при помощи языка содержания (язык SLo) и соответствующей онтологии (онтологию FIPA-agent-management), согласно спецификациям FIPA.

Агент, желающий опубликовать один или более сервисов должен предоставить DF описание, включающее AID этого агента, список возможных языков и онтологий, которые должны знать другие агенты для взаимодействия с ним, и список сервисов для публикации. Для каждого такого сервиса предоставляется описание, включающее тип сервиса, его имя, языки и онтологии, необходимые для его использования и ещё некоторое количество свойств, специфичных для данного сервиса.

Указанные агенты позволяют составлять модель подстанции, в которой каждому устройству соответствует свой агент (Рис. 5).

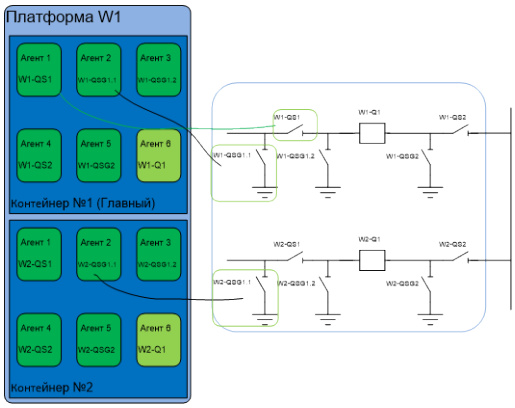


Рис. 5. Оборудование и соответствующие агенты.

После составления модели формируются требуемые алгоритмы, исходя из представленных агентов. При обмене информации между агентами производится последовательный опрос состояния соседнего агента. На Рис. 6 требуется определить, возможно ли включение заземляющего ножа W1-QSG1.2. В этом случае идет опрос состояния агентов, имеющих информацию о наличии или отсутствии напряжения на данном узле.

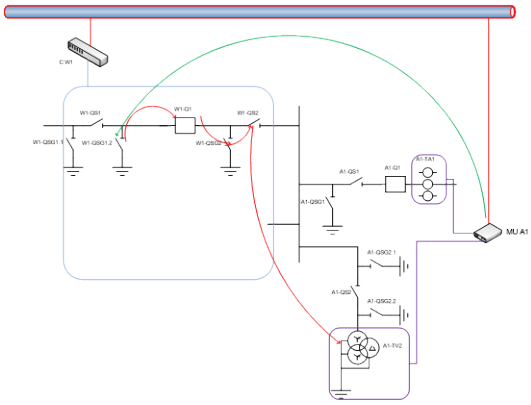


Рис. 6. Оценка возможности управления разъединителем W1-QSG1.2.

Если агент W1-QSG1.2 не обладает необходимой информацией, опрашиваются соседние агенты:

1. Агент W1-Q1 не имеет информации о наличии напряжения, но известно его положение – «Включен», производится переход к соседнему агенту.
2. Агенты W1-QSG2 и W1-QS2 также не имеют информации о наличии напряжения, но известно их положение – «Отключен» и «Включен», соответственно.
3. На шине установлен ТН, подключенный к MU, что обеспечивает передачу в сеть измеренного значения напряжения, исходя из которого, система сделает вывод о невозможности включения заземляющего ножа W1-QSG1.2 и заблокирует операцию.

Агент может выполнять одновременно несколько моделей поведения. Однако важно заметить, что расписание нескольких моделей поведения в агенте имеет не упреждающий характер, а кооперативный. Это означает, что когда поведение исполняется по расписанию, его метод вызывается и работает до тех пор, пока не завершится. Поэтому именно человек определяет, когда и по каким условиям агент должен изменить свое поведение.

Выводы.

В настоящее время существуют проблемы в реализации алгоритмов ОБР при изменении топологии главной схемы подстанции. Указанные изменения топологии возникают в процессе эксплуатации достаточно часто. Эти изменения связаны с установкой переносных заземлений, выполнением расшиновок, вводом и выводом оборудования в ремонт, а также при вводе подстанций в работу несколькими пусковыми комплексами. Как, правило, на время несоответствия топологии главной схемы принятым проектным решениям ОБР выводится из работы. Т.к. модификация алгоритмов ОБР для каждой временной схемы требует выполнения большого объема проектных и пусконаладочных работ.

Применения мультиагентных технологий для создания адаптивной ОБР позволит устранить выявленные недостатки, свойственные традиционным решениям по реализации ОБР на подстанциях.

Литература.

1. ФСК ЕЭС, Распоряжение №236 «Об утверждении Порядка организации оперативной блокировки на подстанциях нового поколения», 2010.
2. Р.К. Борисов, С.С. Жуликов, А.А. Уситвина. Результаты комплексной проверки работоспособности оперативных блокировок безопасности на электрических подстанциях. Вестник МЭИ, №2, 2013.
3. Bryan Stout. Move: Intelligent Path-Finding. [Электронный ресурс]:Статья.- Режим доступа: http://gamasutra.com/view/feature/3317/smart%20move%20intelligent.php, свободный. - Загл. с экрана. - Яз.англ.
4. IEC 61850-90-4 TR: Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-4: Network engineering guidelines for substations, 2011
5. П. Норвиг, С. Рассел, Искусственный интеллект: современый подход, 2-е изд., М.: Издательский дом "Вильямс", 2006.
6. Foundation for Intelligent Physical Agents. Geneva, Switzerland. 2002.
7. Giovanni Caire, перевёл ЗайцевИ. М. JADE TUTORIAL FOR BEGINNERS. [Электронный ресурс]: Статья.- Режим доступа: http://www.masters.donntu.edu.ua/2009/fvti/zaytsev/library/ book1/, свободный. – Загл. с экрана. – Яз.русск.
8. В. Городецкий, Многоагентные системы: современное состояние исследований и перспективы применения, Новости искусственного интеллекта, 1996.
9. Концепция интеллектуально электроэнергетической системы России с активной-адаптивной сетью. ОАО «ФСК ЕЭС», 2012 г.